

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



FEUP

Implementação de Microgeração no Sector Residencial

Daniel Filipe dos Santos Moreira

Dissertação realizada no âmbito do
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores
Major Energia

Orientador: Prof. Doutor Fernando Maciel Barbosa

Junho de 2010

© Daniel Filipe dos Santos Moreira, 2010

Resumo

Numa altura em que cada vez mais aumenta a preocupação com a escalada dos preços e a escassez dos combustíveis fósseis, é importante ter consciência que Portugal tem condições privilegiadas para um desenvolvimento no campo das energias renováveis.

Aos factos descritos juntam-se também as inúmeras alterações climáticas verificadas por todo o globo terrestre, que se devem sobretudo à poluição, o que levou a necessidade do Protocolo de Quioto, aprovado por grande parte da comunidade internacional.

A assinatura deste protocolo levou a que Portugal apostasse cada vez mais nas energias renováveis. A produção de energia eléctrica através de instalações de pequena escala, conhecida como microgeração, apresenta um forte potencial para a redução da factura energética e, simultaneamente, de contribuição para a redução de gases com efeito de estufa.

A publicação do Decreto de Lei n.º 367/2007 de 2 de Novembro é um dos grandes impulsionadores da microgeração. Estabelece regras para a produção de energia eléctrica a partir de diferentes tecnologias, entre elas a solar, a eólica, a hídrica, a cogeração, pilhas de combustível e a combinação destas tecnologias.

O presente trabalho analisa e avalia a Implementação da microgeração no sector residencial de acordo com as tecnologias e legislação existentes, bem como os contributos e barreiras à implementação da microgeração.

É também abordado o actual estado da situação energética portuguesa, em particular o da microgeração.

Finalmente é efectuado um estudo energético, económico e ambiental sobre a implementação de uma das tecnologias de microgeração para o sector residencial.

Para efeitos de simulação/dimensionamento foi utilizado o programa SolTerm 5.0 e sempre que necessário o Microsoft Excel para efeitos de tratamento de dados.

Palavras-chave: Microgeração, Protocolo de Quioto, SolTerm.

Abstract

At a time, when there are more and more increasing concern over the escalating prices and shortages of fossil fuels it is important to be aware that Portugal has privileged conditions for development of renewable energy.

The many climate change observed throughout the globe, which are largely due to pollution, prompted the need for the Kyoto Protocol, adopted by much of the international community.

The signing of this protocol led Portugal to increase the use of renewable energy. The production of electricity through facilities known as small-scale microgeneration has great potential for reducing energy bills, while contributing to reduce greenhouse gas emissions.

The publication of Decree Law 367/2007 of November 2, is a major driver of microgeneration. This law establishes rules for the production of electricity from different technologies, including solar, wind, hydro, cogeneration, fuel cells and the combination of these technologies.

This thesis examines and evaluates the implementation of microgeneration in the residential sector in accordance with the technologies and legislation, as well as the contributions and barriers to the implementation of microgeneration.

The thesis also addresses the current state of the Portuguese energy area, in particular the microgeneration.

Finally a study is made of energy, economic and environmental on the implementation of one of microgeneration technologies for the residential sector.

For the simulation the SolTerm 5.0 software was used, so as the Microsoft Excel for data processing.

Keywords: Microgeneration, Kyoto Protocol, SolTerm.

Agradecimentos

Ao meu orientador, Professor Doutor Fernando Maciel Barbosa, pelos seus conselhos, pela sua total disponibilidade, simpatia e atenção que teve para comigo no decorrer deste trabalho.

Aos meus pais pelo amor, dedicação e pelo exemplo de vida. O meu obrigado por me proporcionarem a possibilidade de tirar o meu curso.

Aos meus irmãos pelo apoio e motivação que nunca me deixaram de dar durante toda a minha vida.

Por último, envio um forte abraço e uma palavra de enorme apreço a todos os meus amigos, pela amizade e apoio em todos os momentos que vivemos.

Mãe, Pai é com grande orgulho que vos dedico este trabalho.

Daniel Filipe dos Santos Moreira

Índice

Resumo	iii
Abstract.....	v
Agradecimentos	vii
Índice.....	ix
Lista de Figuras	xiii
Lista de Tabelas	xvii
Abreviaturas e Símbolos	xix
Capítulo 1	1
Introdução.....	1
1.1 - Enquadramento da dissertação.....	1
1.2 - Motivação e Objectivos	2
1.3 - Organização do documento	3
Capítulo 2	5
Energias Renováveis	5
2.1 - Introdução.....	5
2.2 - Situação Energética Portuguesa.....	5
2.3 - Portugal e as Energias Renováveis	9
2.4 - Sistema Eléctrico Nacional	14
2.5 - Conclusão	17
Capítulo 3	19
Produção de energia eléctrica utilizável no sector residencial	19
3.1 - Introdução.....	19
3.2 - Microgeração	19
3.3 - Tecnologias aplicáveis no sector residencial.....	20
3.4 - Energia Solar.....	20
3.4.1 - Radiação Solar	20
3.4.2 - Radiação solar a Nível do Solo	22
3.4.3 - Painéis Solares Térmicos	24
3.4.4 - Colectores Planos.....	26
3.4.5 - Colector Parabólico Composto (CPC)	27
3.4.6 - Colector de tubos em vácuo.....	28

3.4.7 - Painéis Solares Fotovoltaicos (FV).....	29
3.4.8 - Célula fotovoltaica	30
3.4.9 - Modelo matemático da célula FV.....	31
3.4.10 - Tecnologias de células FV	33
3.4.11 - Primeira geração.....	33
3.4.12 - Segunda geração	37
3.4.13 - Terceira geração	40
3.5 - Energia Eólica	42
3.5.1 - O Vento	42
3.5.2 - Recurso Eólico	43
3.5.3 - Energia e Potência Extraída do Vento	45
3.5.4 - Energia produzida anualmente	46
3.5.5 - Aerogerador	46
3.5.6 - Componentes de um aerogerador	48
3.5.7 - Microturbinas eólicas	53
3.6 - Cogeração	54
3.6.1 - Tipos de sistemas de cogeração	56
3.6.2 - Turbinas a gás.....	56
3.6.3 - Motores alternativos	58
3.6.4 - Turbinas a vapor.....	60
3.6.5 - Ciclo combinado	62
3.6.6 - Micro-turbinas.....	63
3.6.7 - Motores Stirling	64
3.6.8 - Micro-cogeração	66
3.7 - Pilhas de Combustível.....	66
3.7.1 - Perspectiva Histórica	67
3.7.2 - Princípio de funcionamento das células de combustível	68
3.7.3 - Célula de Combustível Alcalina (AFC)	70
3.7.4 - Célula de Combustível de Carbonatos Fundidos (MCFC);	70
3.7.5 - Célula de Combustível de Ácido Fosfórico (PAFC);	71
3.7.6 - Célula de Combustível de Óxidos Sólidos (SOFC);	72
3.7.7 - Célula de Combustível de Membrana de Permuta Protónica (PEM)	72
3.7.8 - Células de combustível regenerativas;	76
3.8 - Conclusão	77
Capítulo 4	79
Implementação de microgeração no sector residencial	79
4.1 - Introdução	79
4.2 - Legislação Vigente em Portugal referente à Microgeração	79
4.3 - Análise do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 Novembro de 2007.....	81
4.3.1 - Produtor/Microprodutor	81
4.3.2 - Regimes remuneratórios	82
4.3.3 - Condições de acesso ao Regime remuneratório geral	82
4.3.4 - Condições de acesso ao Regime remuneratório bonificado.....	82
4.3.5 - Regime remuneratório bonificado.....	82
4.3.6 - Tarifa de referência no ano de 2009.....	83
4.3.7 - Como ser Microprodutor, Passo-a-passo.....	85
4.3.8 - Equipamentos Tipo.....	88
4.4 - Incentivos à Microgeração.....	89
4.4.1 - Incentivos fiscais	89
4.4.2 - Incentivos da Banca.....	89
4.4.3 - Medida Solar Térmico 2009.....	90
4.5 - Estatísticas.....	90
4.6 - Micro-Redes.....	93
4.7 - InovGrid	94
4.8 - Contributos da Microgeração	97
4.8.1 - Contributos ambientais.....	97
4.8.2 - Contributos relativos ao sistema eléctrico de energia	97
4.8.3 - Contributos relativos a qualidade de serviço.....	98

4.8.4 - Contributos económicos e comerciais	99
4.9 - Barreiras à Implementação da Microgeração	99
4.9.1 - Barreiras técnicas	100
4.9.2 - Barreiras económicas	100
4.9.3 - Barreiras Burocráticas	100
4.10 - Conclusão	100
Capítulo 5	103
Estudo de uma aplicação de Microgeração para o Sector Residencial	103
5.1 - Introdução.....	103
5.1 - Métodos de avaliação de investimentos	103
5.1.1 - Valor actual Líquido (VAL)	103
5.1.2 - Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)	104
5.1.3 - Período de Recuperação do Investimento (PRI).....	104
5.1.4 - Índice de Rentabilidade do Projecto (IR)	105
5.2 - Metodologia.....	105
5.3 - Sistema solar térmico	105
5.3.1 - Local da Instalação.....	105
5.3.2 - Colector	106
5.3.3 - Depósito e permutador.....	108
5.3.4 - Cargas térmicas (consumos)	109
5.3.5 - Sistema de apoio	109
5.3.6 - Interpretação dos resultados.....	109
5.3.7 - Análise Energética.....	109
5.3.8 - Análise Económica.....	110
5.3.9 - Análise Ambiental	111
5.4 - Sistema solar FV.....	112
5.4.1 - Configuração do Sistema	112
5.4.2 - Interpretação dos resultados.....	114
5.4.3 - Análise Energética.....	114
5.4.4 - Análise Económica.....	115
5.4.5 - Análise Ambiental	117
5.5 - Conclusão	118
Capítulo 6	119
Conclusão e Trabalho Futuro	119
6.1 - Conclusões	119
6.2 - Trabalho Futuro	121
Referências	123

Lista de Figuras

Figura 2.1 - Peso da importação dos produtos energéticos na balança de mercadorias FOB (2008/2009)	7
Figura 2.2 - Estrutura da importação, em euros, de produtos energéticos	7
Figura 2.3 - Importação bruta de energia	8
Figura 2.4 - Origem do consumo do SEN - Evolução anual	8
Figura 2.5 - Distribuição da produção de energia eléctrica mundial por tipo de recurso primário em 2008	9
Figura 2.6 - Emissões de GEE por sector de actividade em 2007	10
Figura 2.7 - Consumo de Energia Eléctrica em Portugal por sector no ano de 2008	10
Figura 2.8 - Compromisso de Quioto para os países da EU-15	11
Figura 2.9 - Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh)	12
Figura 2.10 - Produção mensal de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis em Portugal Continental	12
Figura 2.11 - Evolução do peso da produção renovável em % da produção total.....	13
Figura 2.12 - Evolução da potência instalada.....	13
Figura 2.13 - Organização do SEN	15
Figura 2.14 - Cadeia de Valor organizacional do SEN.....	16
Figura 3.1 - Representação das estações do ano e do movimento da Terra em torno do Sol .	21
Figura 3.2 - Distribuição espectral da radiação solar	22
Figura 3.3 - Radiação solar (Directa e Difusa)	23
Figura 3.4 - Mapa europeu da irradiação solar	23
Figura 3.5 - Irradiação solar global em Portugal.	24
Figura 3.6 - Pannel Solar térmico - Sistema termossifão	25

Figura 3.7 - Paine Solar térmico - Sistema de circulação forçada	25
Figura 3.8 - Secção transversal com a descrição das diferentes áreas das superfícies	26
Figura 3.9 - Colector plano	27
Figura 3.10 - Colectores Parabólicos Compostos	28
Figura 3.11 - Esquema e modo de funcionamento de colector de tubos em vácuo.....	29
Figura 3.12 - Tubo em vácuo.	29
Figura 3.13 - Módulo fotovoltaico.....	30
Figura 3.14 - Constituição interna de uma célula FV e o seu princípio de funcionamento. ...	31
Figura 3.15 - Circuito equivalente de uma célula FV	31
Figura 3.16 - Exemplo de uma representação típica de uma curva I-V de uma célula FV	32
Figura 3.17 - Modelo detalhado de uma célula FV	33
Figura 3.18 - Diversas formas das células FV	34
Figura 3.19 - Exemplo de uma célula FV policristalina.	35
Figura 3.20 - Células POWER	35
Figura 3.21 - Estrutura em camadas de uma célula de Silício amorfo	38
Figura 3.22 - Estrutura em camadas de uma célula de Telurieto de Cádmio	39
Figura 3.23 - Estrutura em camadas de uma célula de Diselenieto de Cobre e índio	39
Figura 3.24 - Grau de eficiência para cada tecnologia	41
Figura 3.25 - Mecanismo de formação do vento	42
Figura 3.26 - Comportamento do vento sob a influência das características do terreno	43
Figura 3.27 - Influência do parâmetro k na curva de distribuição de Weibull.	44
Figura 3.28 - Fluxo de ar através de uma área transversal A.	45
Figura 3.29 - Relação entre a velocidade do vento ao passar pela turbina.	46
Figura 3.30 - Evolução das turbinas eólicas desde 1985 até 2005	47
Figura 3.31 - Esquema de uma turbina eólica. Legenda: 1- pás; 2- Torre; 3- cabine; 4- sistema de travagem; 5-mecanismo de orientação direccional; 6- caixa de velocidades; 7- anemómetro e sensor de direcção; 8-gerador	48
Figura 3.32 - Direcção do vento para turbinas upwind e downwind.....	50
Figura 3.33 - Diferentes tipos de turbinas eólicas de eixo horizontal.....	50
Figura 3.34 - Turbina de eixo vertical.	51
Figura 3.35 - Micro turbina TURBAN	54

Figura 3.36 - Princípio de um sistema de cogeração .	55
Figura 3.37 - Comparação de rendimentos de um sistema de cogeração e um sistema de produção de energia térmica e eléctrica.....	55
Figura 3.38 - Processo de combustão interna de uma turbina a gás em ciclo aberto .	57
Figura 3.39 - Esquema de uma solução de cogeração integrando uma turbina a gás	58
Figura 3.40 - Componentes do motor de explosão e etapas do seu funcionamento	59
Figura 3.41 - Componentes do motor diesel e etapas do seu funcionamento	60
Figura 3.42 - Diagrama T,s do ciclo de Rankine .	61
Figura 3.43 - Esquema de uma turbina a vapor	61
Figura 3.44 - Cogeração baseada numa turbina de vapor de contrapressão	62
Figura 3.45 - Cogeração com ciclo combinado	63
Figura 3.46 - Esquema de um sistema de micro-turbina .	64
Figura 3.47 - Princípio de funcionamento do motor Stirling.	65
Figura 3.48 - Princípio de funcionamento da electrolise à esquerda, e da célula de combustível à direita.	67
Figura 3.49 - Princípio de funcionamento de uma célula de combustível .	68
Figura 3.50 - Rendimento de diversas tecnologias de produção de energia	76
Figura 3.51 - Princípio de funcionamento de uma célula de combustível regenerativa	77
Figura 4.1 - Potência máxima instalada em cada ano	83
Figura 4.2 - Evolução da tarifa de referência	85
Figura 4.3 - Exemplo de uma factura.....	86
Figura 4.4 - Diagrama que mostra os passos a cumprir para se tornar num microprodutor. ..	88
Figura 4.5 - Registos em regime bonificado para os primeiros 10 MW - tarifa de referência 0,65€/kW.	91
Figura 4.6 - Registos em regime bonificado para a tarifa de referência de 0,6175€/kW	92
Figura 4.7 - Registos em regime bonificado para a tarifa de referência de 0,05866€/kW ...	92
Figura 4.8 - Arquitectura de uma Micro-Rede	94
Figura 4.9 - Arquitectura técnica de referência do projecto InovGrid .	95
Figura 4.10 - Esquema de perdas de um sector eléctrico convencional	98
Figura 5.1 - Dados climatológicos para a zona de estudo.....	106
Figura 5.2 - Especificação do tipo de sistema.	107

Figura 5.3 - Energia incidente diária média.....	108
Figura 5.4- Análise Energética.....	110
Figura 5.5- Análise de viabilidade económica.	111
Figura 5.6 - Benefícios Ambientais	112
Figura 5.7 - Configuração do painel Solar FV	113
Figura 5.8 - Características do módulo FV BP 3160	113
Figura 5.9 - Características do Inversor.....	114
Figura 5.10 - Análise energética do sistema FV.	115
Figura 5.11 - Benefícios ambientais.	118

Lista de Tabelas

Tabela 2.1 - Dependência Energética em %	6
Tabela 3.1 - Comparação entre as diferentes tecnologias existentes	41
Tabela 3.2 - Tecnologias de cogeração.	56
Tabela 3.3 - Tipos de células de combustível e principais características.....	74
Tabela 3.4 - Principais tipos de células de combustível, classificadas segundo a temperatura de funcionamento	75
Tabela 4.1 - Tarifa de remuneração consoante a tecnologia utilizada	83
Tabela 5.1 - Características do colector utilizado	107
Tabela 5.2 - Características do depósito utilizado	109
Tabela 5.3 - Dados do Projecto.....	116
Tabela 5.4 - Análise económica.	117

Abreviaturas e Símbolos

Lista de abreviaturas

AFC	<i>Alkaline Fuel Cell</i>
AQS	Águas Quentes Sanitárias
AT	Alta Tensão
BT	Baixa Tensão
BTE	Baixa Tensão Especial
CHP	<i>Combined Heat and Power</i>
CO ₂	Dióxido de carbono
CPE	Código de Ponto de Entrega
CPPE	Companhia Portuguesa de Produção de Electricidade
CUR	Comercializador de Ultimo Recurso
CUTE	<i>Clean Urban Transport in Europe</i>
DGEG	Direcção geral de energia e geologia
DC	<i>Direct Current</i>
DTC	<i>Distribution Transformer Controlers</i>
EB	<i>Energy Box</i>
EDA	Energias dos Açores
EDP	Energias de Portugal
EEM	Empresa de Electricidade da Madeira
ERIE	Entidade Regional Inspectora de Instalações Eléctricas
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
EUA	Estados Unidos da América
FEUP	Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto
FOB	<i>Free on Board</i>
FV	Fotovoltaico
GEE	Gases com Efeito de Estufa
GE	<i>General Electric</i>
GPRS	<i>General Packet Radio Service</i>
INESC	Instituto de Engenharia de Sistemas e Computadores

INETI	Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação
IR	Índice de Rentabilidade do Investimento
IRC	Imposto sobre o Rendimento de pessoas Colectivas
IRS	Imposto sobre o Rendimento de pessoas Singulares
IVA	Imposto sobre o Valor Acrescentado
MIBEL	Mercado Ibérico de Electricidade
ML	Mercado Liberalizado
MR	Mercado Regulado
MT	Media Tensão
MCFC	<i>Molten Carbonate Fuel Cell</i>
OTAN	Organização do Tratado do Atlântico Norte
PAFC	<i>Phosphoric Acid Fuel Cell</i>
PD	Produção Dispersa
PEM	<i>Proton Exchange Membrane</i>
PNAC	Programa Nacional para as Alterações Climáticas
PNALE	Programa Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão
PRE	Produção em Regime Especial
PRI	Período de Recuperação do Capital
PRO	Produção em Regime Ordinário
PT	Posto de Transformação
REN	Rede Energética Nacional
RESP	Rede Eléctrica de Serviço Público
RND	Rede Nacional de Distribuição
RNT	Rede Nacional de Transporte
SEI	Sistema Eléctrico Independente
SEN	Sistema Eléctrico Nacional
SENV	Sistema Eléctrico não Vinculado
SESP	Sistema Eléctrico de Serviço Público
SI	Sistemas de Interformação
SMS	<i>Short Message Service</i>
SOFC	<i>Solid Oxid Fuel Cell</i>
SRM	Serviço de registo de Microprodução
TIR	Taxa Interna de Rentabilidade
TSR	<i>Tip Speed Ratio</i>
VAL	Valor Actual Líquido
WADE	<i>World Alliance for Decentralize Energy</i>
WMO	<i>World Meteorological Organization</i>

Lista de símbolos

W	Watt
kW	KiloWatt
MW	MegaWatt
%	Porcentagem
η	Eficiência
λ	Velocidade de Rotação

Capítulo 1

Introdução

1.1 - Enquadramento da dissertação

Cada vez mais a crescente escalada dos preços dos combustíveis fósseis derivado da sua escassez aumentam a preocupação, não só no cidadão comum mas também por parte do sector empresarial e do governo. A estes factores juntam-se as inúmeras degradações do meio ambiente verificadas por todo o globo terrestre.

O modo de vida ocidental encontra-se baseado na energia, o acesso a esta é fundamental para o dia-a-dia de cada cidadão e numa altura em que os mercados energéticos estão em constante mudança, os problemas entre produtores e comercializadores estão a subir. Sendo assim torna-se necessário criar segurança de abastecimento para todos os combustíveis fósseis provenientes do exterior, nomeadamente provenientes do Médio Oriente, que é a região mais instável do planeta do ponto de vista político e social e onde se encontra a maior concentração de reservas remanescentes de petróleo. *“ A energia é um assunto mais do foro da economia nacional, do que da política mundial. Os estados membros da OTAN escolhem modos diferentes para assegurar a sua segurança energética”[1]* . Por outro lado Portugal não possui actualmente qualquer tipo de exploração de produto energético com origem fóssil.

A juntar aos problemas já referidos Portugal apresenta uma elevada dependência energética do exterior, importando cerca de (82,9% em 2007), sob a forma de combustíveis fósseis [2].

Estas questões da dependência energética, da segurança de abastecimento e das alterações climáticas, conduzem a um jogo mundial volátil e perigoso cujo resultado final, levanta fundadas dúvidas e preocupações, pois se por um lado é necessária a redução do consumo de combustíveis fósseis, ao mesmo tempo, a sociedade é cada vez mais dependente da energia eléctrica. Como resposta à crescente necessidade energética, tem-se vindo a adoptar diferentes formas de produção de energia eléctrica cada vez mais limpas e eficientes e a aposta nas energias renováveis são um bom exemplo dessas formas.

Um factor decisivo para impulsionar ainda mais a implementação de soluções alternativas de produção de energia deu-se a 11 de Dezembro de 1997 em Quioto, Japão, onde foi assinado por um grande número de países um tratado que tem como objectivo a imposição de metas no que toca às quantidades de emissões de gases com efeito de estufa (GEE). Este tratado, denominado por tratado Quioto, entrou em vigor a 16 de Fevereiro de 2005, em que

uma das imposições era que os países industrializados diminuíssem 5,2% das suas emissões de GEE de no período de 2008-2012, em relação aos valores de 1990. Ficou estipulado que cada país teria o seu próprio limite a atingir, sendo esperado que a União Europeia reduzisse em 8% dos GEE [3].

Ao abrigo do acordo, Portugal acordou em diminuir as suas emissões de GEE entre 2008-2012 em 27%, mas actualmente estima-se que Portugal esteja 5% acima da quantidade que lhe foi atribuída [4].

Assim torna-se urgente a necessidade de desenvolver o aproveitamento das energias alternativas, nomeadamente as provenientes do sol, vento e água. Portugal tem-se revelado como um país onde as políticas energéticas têm um papel importante nomeadamente na adopção de fontes de energias renováveis para produção de energia eléctrica, e os 45% de consumo bruto de energia proveniente de energias renováveis é um indicador favorável que mostra que Portugal alcançou os objectivos do governo, no qual se proponha a ultrapassar a meta europeia para 2010 situada nos 39% de electricidade produzida através de fontes renováveis.

No final de Fevereiro de 2010, Portugal tinha 9145MW de capacidade instalada por produção de energia eléctrica usando como fonte as energias renováveis [5]. A aposta nas energias renováveis constitui pois um pilar fundamental na política energética do Governo e a entrada em vigor da actual legislação (Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro) é uma prova dessa aposta, tornando-se a microprodução uma actividade mais apelativa, nomeadamente em termos de remuneração e facilidade de acesso.

1.2 - Motivação e Objectivos

Portugal tem-se revelado como um país onde as políticas energéticas têm um papel importante, nomeadamente na adopção de fontes de energias renovável para a produção de energia eléctrica.

Com a entrada do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro de 2007, assisti-mos a um incentivo na microgeração como actividade de produção de energia eléctrica através de instalações de pequena escala usando fontes renováveis. A entrada deste Decreto-Lei tornou assim a microgeração mais apelativa, principalmente em termos de remuneração da energia vendida à rede pelo microprodutor, pretendendo-se incentivar assim ao aparecimento destas pequenas instalações em ambientes residenciais.

Este Decreto-lei apresenta, entre outras medidas, a possibilidade de acesso a um regime remuneratório geral em que o preço de venda de energia eléctrica à rede é igual ao preço por kWh da tarifa regulada aplicável pelo Comercializador de Ultimo Recurso e a um regime remuneratório bonificado, onde está prevista uma tarifa de referência. Esta tarifa é diferente para cada tipo de tecnologia de produção, sendo estas a Solar, Eólica, Hídrica, Cogeração a Biomassa, Pilhas de Combustível e combinação destas fontes de energia.

Deste modo surge a necessidade de estudo e avaliação do Decreto-Lei n.º 363/2007 tentando tirar o máximo partido das potencialidades do mesmo, surgindo assim o interesse e a grande motivação para a realização desta dissertação.

De acordo com a motivação, com este trabalho pretende-se um estudo global do Decreto-Lei n.º 363/2007, as tecnologias presentes no mesmo com aplicação a nível residencial e numa outra fase realizar um estudo de uma aplicação para implementação a nível residencial.

A metodologia utilizada baseou-se por um lado em pesquisa de literatura nacional e internacional sobre os temas das tecnologias de microgeração, benefícios e barreiras da mesma, e por outro lado em contacto com os fornecedores de serviços e equipamentos em Portugal.

1.3 - Organização da dissertação

Esta dissertação encontra-se dividida em seis capítulos.

No primeiro capítulo efectua-se uma contextualização do tema em estudo, referem-se as motivações que levaram à escolha do mesmo e os objectivos que se pretendem cumprir com este trabalho.

No capítulo 2 é efectuado um estudo da situação energética portuguesa, bem como do estado das energias renováveis e também do sistema eléctrico português.

O capítulo 3 é dedicado ao conceito de microgeração e as tecnologias aplicáveis ao sector residencial.

No capítulo 4 é efectuado uma análise da legislação vigente em Portugal referente à microgeração, mais concretamente ao Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro de 2007. É efectuada uma breve descrição sobre micro-redes e o projecto InovGrid. É efectuada uma análise dos contributos que a implementação da microgeração poderá trazer, tanto económicos, ambientais, ao sector eléctrico, bem como as barreiras à sua implementação. Por último são apresentados os números referentes à microgeração em Portugal.

O capítulo 5 é destinado à apresentação e análise dos resultados obtidos, através do estudo de uma aplicação de microgeração para o sector residencial e é efectuada uma breve descrição dos métodos de avaliação de investimentos.

Por fim o último capítulo, capítulo 6, são apresentadas as conclusões e as recomendações futuras à aplicação da microgeração no sector residencial.

Capítulo 2

Energias Renováveis

2.1 - Introdução

Nos dias que correm é cada vez mais usual ouvirmos falar nas novas tecnologias energéticas, pois a aposta nestas têm vindo a sofrer um enorme aumento influenciado pelos preços dos combustíveis fósseis. Contudo este não é o único factor que impulsiona a decisão de apostar nessas tecnologias, uma vez que as preocupações com a vulnerabilidade do sistema energético, bem como os possíveis cenários catastróficos que o planeta sofrerá, caso não sejam reforçadas as medidas de conservação da sustentabilidade ambiental. Assim a produção de energia eléctrica através de instalações de pequena e grande escala utilizando fontes de energias renováveis pode contribuir para a alteração do panorama descrito.

A utilização de instalações de pequena dimensão, utilizando fontes renováveis de energia não só permitem contribuir para a alteração da grande dependência energética do exterior bem como reduzir perdas de transporte na rede eléctrica, aumentando a eficiência e a fiabilidade do sistema.

Neste capítulo abordar-se-á a importância das energias renováveis, apresentando alguns números referentes a situação energética portuguesa, sendo também apresentado o tema das energias renováveis, metas a que Portugal está sujeito e por fim é analisado o Sistema Eléctrico Nacional.

2.2 - Situação Energética Portuguesa

A energia desempenha um papel fundamental na sociedade, sendo que a economia e o desenvolvimento de um país estão directamente ligados à energia.

Atendendo a que Portugal não possui actualmente qualquer tipo de recurso energético fóssil, o país importa a generalidade da energia que consome, como referido no capítulo 1.1 Portugal possui uma dependência energética do exterior de cerca de 82,9% em 2007 segundo a Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG).

A nível da União Europeia, Portugal é o sexto país com maior dependência energética, como se verifica na tabela 2.1, só ultrapassado por Malta, Luxemburgo, Chipre, Irlanda e

Itália. De notar que a dependência negativa de alguns países indicam que estes exportam para outros países [5].

Tabela 2.1 - Dependência Energética em % [5]

Local	Ano		
	2005	2006	2007
EU (27 países)	52,6	53,8	53,1
Bélgica	78,2	77,9	77,2
Bulgária	47,4	46,2	51,9
Republica Chega	28,4	27,9	25,1
Dinamarca	-50,8	-36,7	-25,4
Alemanha	61,6	61,3	58,9
Estónia	29,4	33,1	29,9
Irlanda	89,7	90,9	88,3
Grécia	68,6	71,9	67,3
Espanha	81,3	81,5	79,5
França	51,6	51,2	50,4
Itália	84,4	86,8	85,3
Chipre	100,7	102,5	95,9
Letónia	63,1	65,8	61,5
Lituânia	58,5	64	62,3
Luxemburgo	98	98,9	97,5
Hungria	62,5	62,4	61,4
Malta	100	100	100
Holanda	38,7	38	38,6
Áustria	71,9	72	69,1
Polónia	17,7	19,8	25,5
Portugal	88,4	83,1	82
Roménia	27,6	29,2	32
Eslovénia	52,3	52,1	52,5
Eslováquia	65,5	64	69
Finlândia	54,9	54,6	53,8
Suécia	37,6	37,8	36,1
Reino Unido	13,7	21,3	20,1
Croácia	58,6	54,3	56,9
Turquia	71,9	72,5	74,4
Islândia	28,9	25,1	:
Suíça	60,4	57,3	52,5

No que respeita ao saldo importador de Energia este valor no ano de 2009 cifrou-se em 4960 M€, tendo melhorado significativamente em relação ao ano de 2008 (8264 M€).

Relativamente ao peso da Importação dos produtos energéticos na Balança de Mercadorias FOB, em 2009, este valor foi de 13,4%, que melhorou quando comparado com 2008 (17,6%) e 2007 (14,7%), como se verifica na figura 2.1 [6].

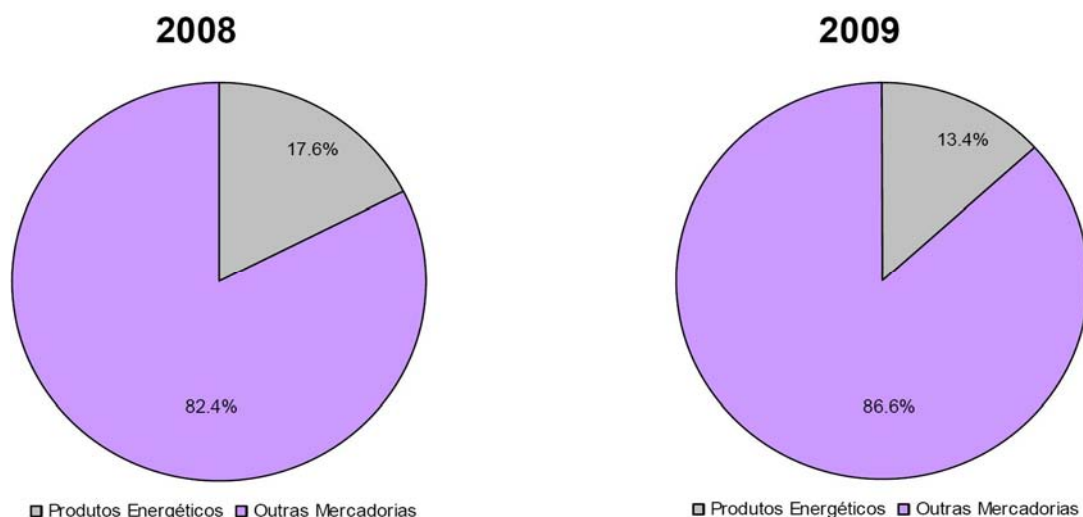


Figura 2.1 - Peso da importação dos produtos energéticos na balança de mercadorias FOB (2008/2009) [6]

Este facto poderá revelar que Portugal está cada vez menos dependente do exterior em relação aos produtos energéticos, mas ainda assim é preocupante, pois o peso da importação destes representa uma fatia percentual significativa.

No que respeita à importação dos produtos energéticos, o petróleo bruto e refinados representaram 75,6% do volume importado (em euros), em 2009, contra 77,9% em 2008. Entre 2008 e 2009 regista-se ainda as subidas de peso do gás natural (de 12,1% para 15,5%) e carvão (de 3,8% para 5,1%) e a quebra de importação de electricidade (de 6,2% para 3,9%), figura 2.2.

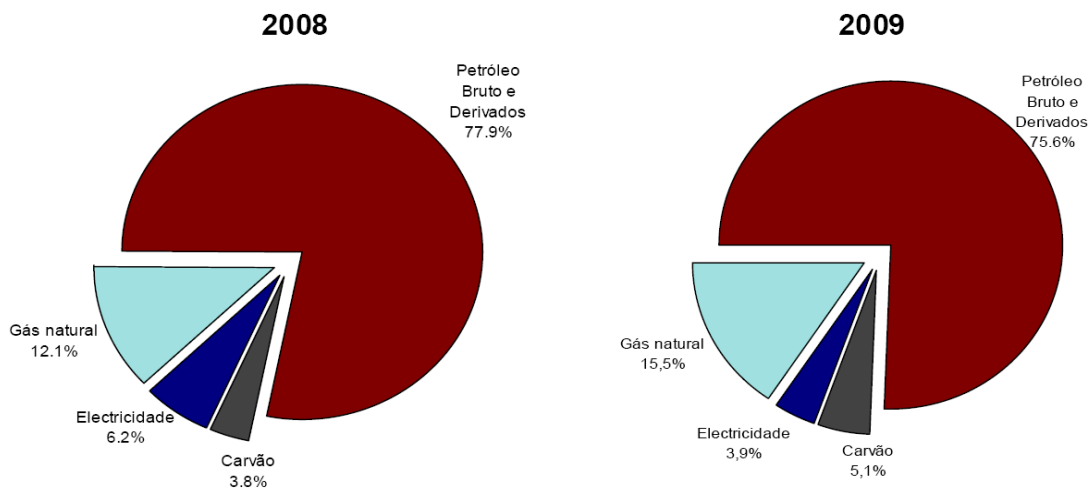


Figura 2.2 - Estrutura da importação, em euros, de produtos energéticos [6].

Pela análise da figura 2.2, verifica-se que o cenário energético português assenta maioritariamente em importações de fontes primárias de origem fóssil, sendo o petróleo e seus derivados os que têm maior relevância.

Vejamos agora o contributo da importação dos diferentes produtos energéticos para a Factura energética, no espaço temporal de 2000 a 2009, figura 2.3.

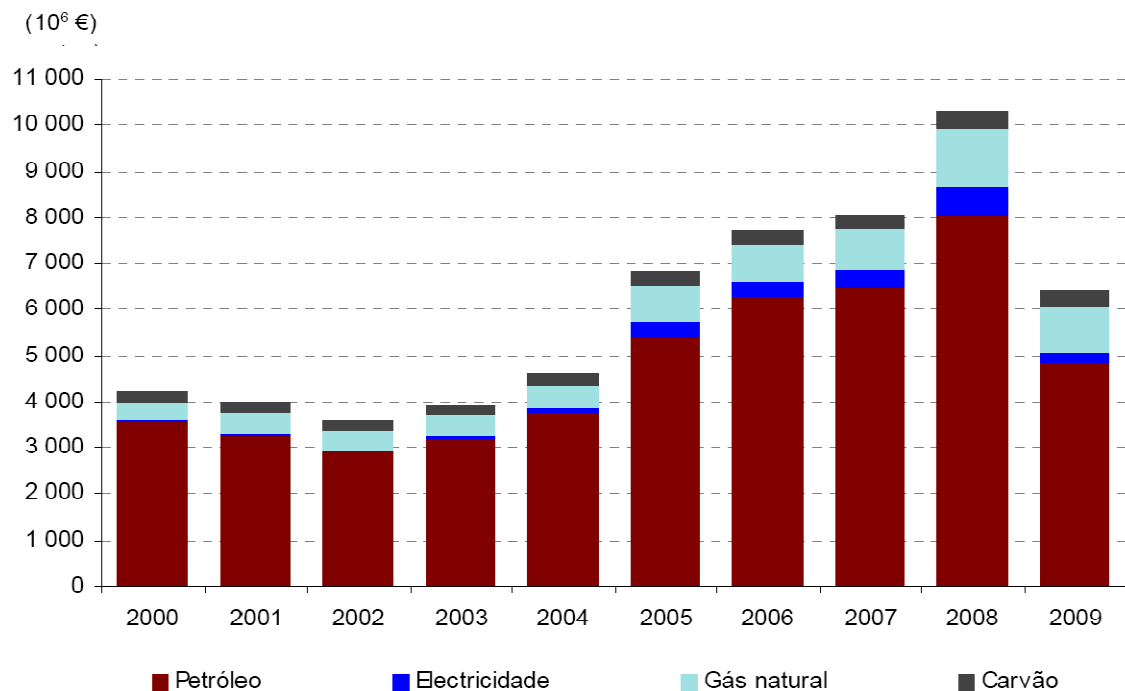


Figura 2.3 - Importação bruta de energia [6]

Este nível de dependência dos recursos energéticos, aliado às flutuações dos preços internacionais das fontes de energia primária de origem fóssil, tornam o país bastante vulnerável em termos energéticos, exigindo assim esforços no sentido de aumentar a diversificação.

É importante então aumentar a contribuição das energias renováveis: hídrica, solar, eólica, geotérmica e cogeração. A figura 2.4 traduz a evolução do consumo de Energia Eléctrica em Portugal, no período compreendido entre 1999 e 2009.

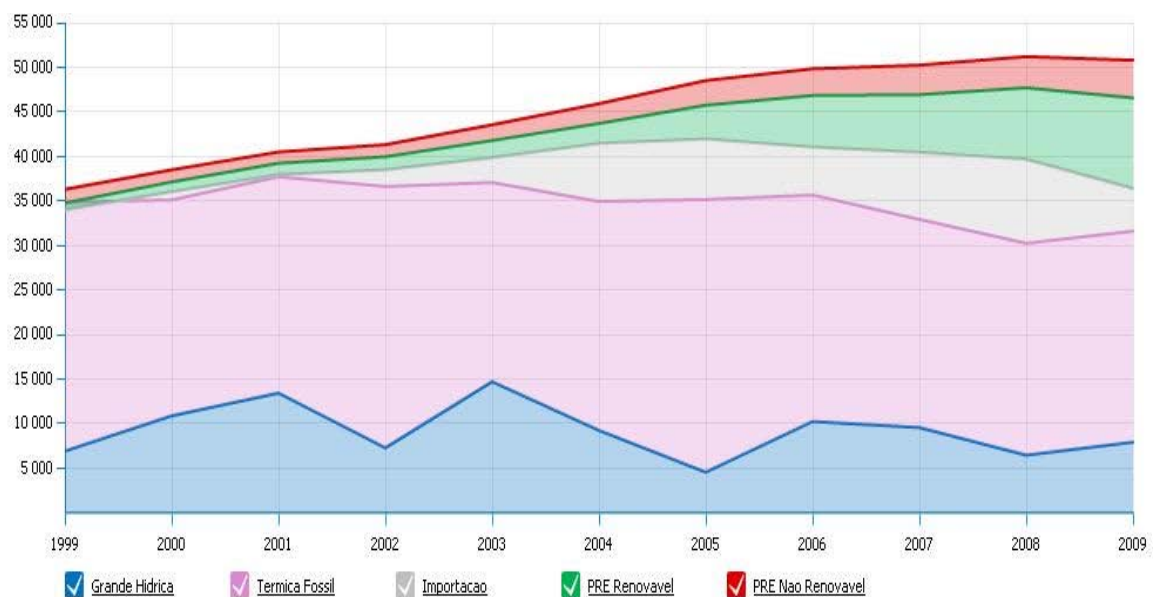


Figura 2.4 - Origem do consumo do SEN - Evolução anual [7]

A energia proveniente de recursos fósseis tem um papel de destaque na estrutura de consumos do Sistema Eléctrico Nacional (SEN), representando cerca de 48% do total de energia primária [7].

Embora Portugal seja um país extremamente dependente energeticamente do exterior, é visto por muitos como um país em que se o potencial energético for bem aproveitado, no futuro a dependência energética poderá baixar significativamente, pois Portugal é um país privilegiado para a utilização em larga escala de energias renováveis possuindo uma elevada exposição solar, uma rede hidrográfica relativamente densa e uma frente marítima que beneficia dos ventos atlânticos [8].

2.3 - Portugal e as Energias Renováveis

Nos últimos anos, a produção de energia eléctrica baseou-se sobretudo em combustíveis fósseis (petróleo, carvão, gás natural, entre outros). Mesmo com a subida do preço do petróleo nos mercados internacionais, bem como a crescente utilização de Fontes de Energias Renováveis, os combustíveis fósseis são nos dias de hoje a principal fonte de geração de energia eléctrica como mostra a figura 2.5, na qual se verifica que em 2008 a produção de energia eléctrica a nível mundial dependia de cerca de 83% dos combustíveis fósseis.

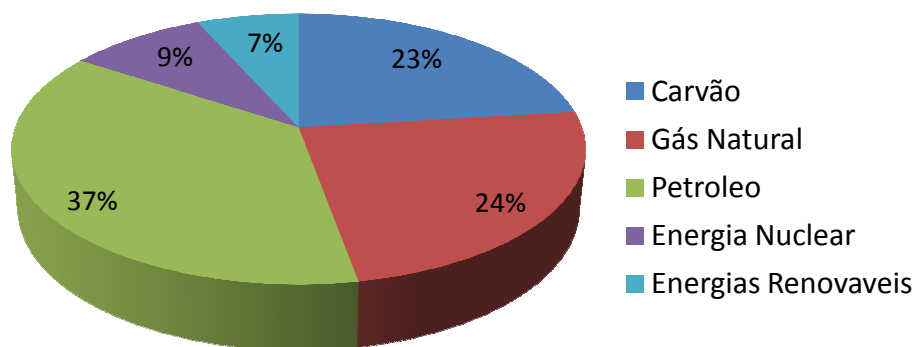


Figura 2.5 - Distribuição da produção de energia eléctrica mundial por tipo de recurso primário em 2008 [9].

Assim não é de estranhar que a produção de energia seja um dos responsáveis pelos elevados níveis de emissões de GEE dos quais o dióxido de carbono (CO_2) tem um papel de maior destaque. De acordo com o Relatório de Estado de Ambiente de 2008 [28], o sector da energia é dos que mais contribui para as alterações climáticas, consequentes das emissões de GEE, figura 2.6.

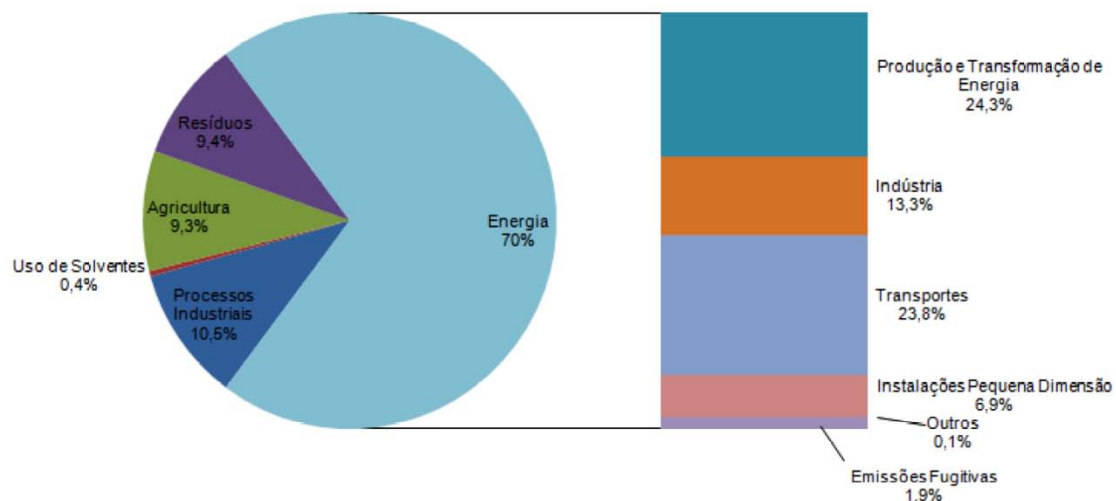


Figura 2.6 - Emissões de GEE por sector de actividade em 2007 [10]

Analisando o caso português e sendo efectuada uma análise apenas ao sector eléctrico, que é um dos grandes responsáveis de emissões de CO₂, a análise da figura 2.7 permite, verificar que o maior peso corresponde ao sector dos transportes, seguido do da industria, do sector doméstico, dos serviços e por fim o sector “outros”. De salientar que no sector outros está incluído o sector das pescas e o sector da construção e obras públicas.

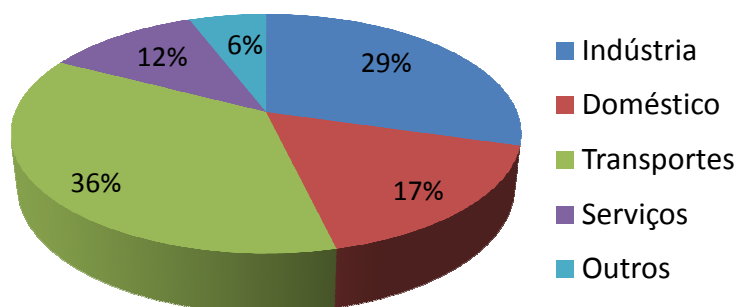


Figura 2.7- Consumo de Energia Eléctrica em Portugal por sector no ano de 2008 [10].

O aumento da dependência de combustíveis fósseis, a instabilidade da política internacional que afecta os preços dos recursos primários de energia e segurança no seu abastecimento e, especialmente as alterações climáticas, levaram os líderes mundiais a reflectir sobre o actual paradigma energético.

O primeiro passo em direcção à mudança foi dado com a assinatura do protocolo de Quioto. O protocolo de Quioto foi discutido em Quioto no Japão em 1997, sendo aberto para assinaturas em 16 de Março de 1998 e ratificado a 1999.

Este protocolo tinha como objectivo principal diminuir o aumento de emissões de CO₂ para os países aderentes. Devido a aspectos económicos, muitos países optaram por não o ratificar. Entre eles, os Estados Unidos da América (EUA) um dos maiores emissores de CO₂. Portugal, como um dos países aderentes, assumiu o compromisso de limitar em 27% o

aumento das emissões de GEE no período de 2008 a 2012, relativamente ao valor de 1990, figura 2.8 [7].

No entanto, desde 1990, Portugal afastou-se dessa trajectória, sobretudo devido ao crescimento do consumo de energia verificado nos sectores dos transportes e dos serviços. Para fazer face a esse afastamento, foram aprovados três instrumentos fundamentais, o Programa Nacional para as Alterações climáticas (PNAC), O Plano Nacional de Atribuição de Licenças de Emissão (PNALE) e o Fundo Português de Carbono [10].

- PNAC, aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 104/2006, de 23 de Agosto e alterado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 1/2008, de 4 de Janeiro, que integra um conjunto de políticas e medidas internas que visam a redução de emissões de GEE por parte dos diversos sectores de actividade [10];
- PNALE, que é aplicável a um conjunto de instalações fortemente emissoras de GEE, e como tal incluídas no Comércio Europeu de Licenças de Emissão (CELE) [10];
- Fundo Português de Carbono, que tem por objectivo o desenvolvimento de actividades para a obtenção de créditos de emissão de GEE [10];

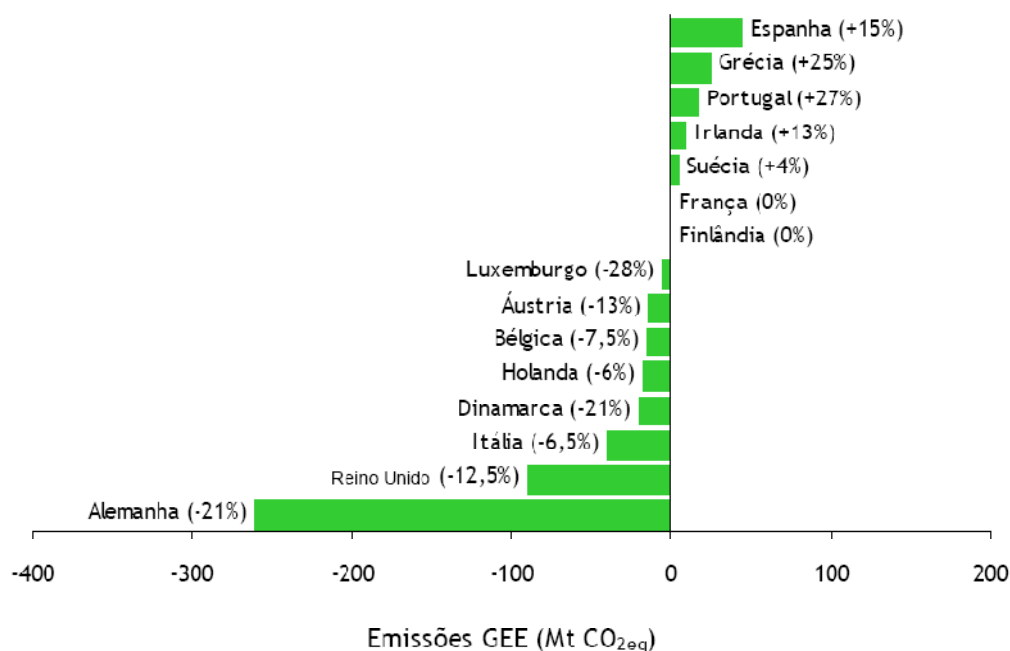


Figura 2.8- Compromisso de Quioto para os países da EU-15 [11].

No sentido de atingir entre muitos outros objectivos, quatro anos depois da assinatura do protocolo de Quito a nível Europeu foram estabelecidas metas e políticas energéticas ambiciosas, através da Directiva 2001/77/CE, foram definidos objectivos para que todos os Estados-Membros adoptassem metas nacionais para o consumo de electricidade produzida através de fontes de origem renovável aumentasse [12]. Nessa directiva, para além da meta fixada com uma quota de 12% de energias renováveis no consumo interno bruto em 2010, foi definida outra meta que apontava para que em 2010, o consumo global de electricidade na União Europeia fosse 21% a partir de fontes de energias renováveis. Portugal como sendo um estado da União Europeia propôs-se a atingir em 2010 o valor de 39% para a energia total

fornecida aos consumidores, proveniente de fontes de energia renovável, tendo mais tarde aumentado o objectivo para 45% [13].

Como consequência desta Directiva e da assinatura do protocolo de Quioto, verificou-se um aumento na contribuição das energias renováveis em termo os energéticos, figura 2.6.

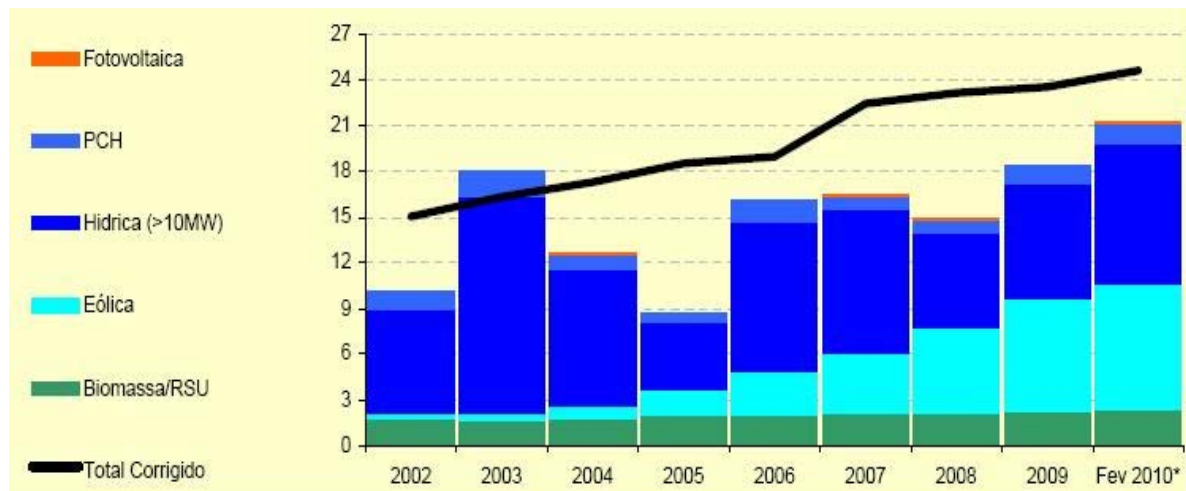


Figura 2.9 - Evolução da energia produzida a partir de fontes renováveis (TWh) [14].

De acordo com a DGEG [14], no final de Fevereiro de 2010, Portugal tinha 9145 MW de capacidade instalada para produção de energia eléctrica a partir de fontes de energias renováveis. A produção de energia eléctrica a partir de fontes de energias renováveis cresce, figura 2.9, acompanhando a evolução da sua componente hídrica (53% da potência instalada em 2009). Comparando a produção registada nos dois primeiros meses de 2010 com a registada em igual período de 2009, verifica-se um acréscimo da produção (6,80 TWh vs 4,05 TWh), para este crescimento contribuiu fortemente o comportamento da sua componente hídrica que registou uma produção excepcionalmente elevada no mês de Janeiro com um aumento de 156% relativamente ao mês homólogo do ano anterior, continuando a registar-se, em Fevereiro, um aumento significativo, de 72% [14]

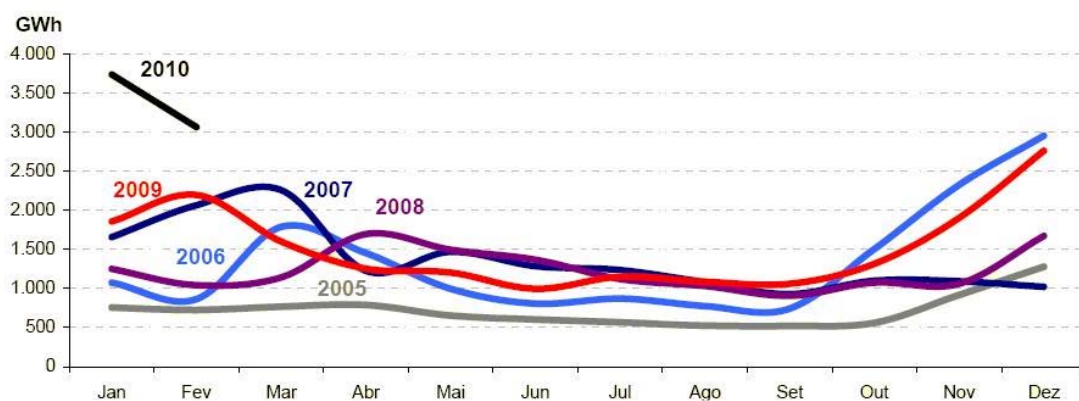


Figura 2.10 - Produção mensal de energia eléctrica a partir de fontes de energia renováveis em Portugal Continental [14].

Na figura 2.11, pode observar-se a evolução do valor percentual de cada tecnologia renovável na produção de energia total. É de realçar o crescimento da potência eólica que

passou de 0,7% em 2002 para 15,5% em Fevereiro de 2010, de salientar também que, em Fevereiro de 2010 a energia renovável teve um peso de 40,1% na produção de energia eléctrica.

	%							
	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	Fev 2010*
Hídrica Total	33,0	20,1	9,7	21,5	19,5	13,3	16,5	19,9
Hídrica (>10 MW)	31,4	19,1	9,1	20,1	18,7	12,5	15,5	18,7
Grande Hídrica (>30MW)	29,7	18,1	8,6	18,8	17,8	11,6	14,3	17,4
PCH (>10 e <=30 MW)	1,7	1,0	0,5	1,3	1,0	0,9	1,2	1,3
PCH (<= 10 MW)	1,6	1,0	0,5	1,4	0,8	0,8	1,0	1,2
Eólica	1,0	1,6	3,4	5,5	7,6	10,7	14,1	15,5
Biomassa + RSU + Biogás	3,4	3,5	3,7	3,7	3,9	3,8	4,2	4,4
Biomassa (c/ cogeração)	2,2	2,4	2,5	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Biomassa (s/ cogeração)	0,1	0,1	0,1	0,1	0,3	0,3	0,6	0,7
Resíduos Sólidos Urbanos	1,1	0,9	1,1	1,0	0,9	0,8	0,9	0,9
Biogás	0,0	0,0	0,1	0,1	0,1	0,1	0,2	0,2
Fotovoltaica	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,1	0,3	0,3
Total de renováveis	37,3	25,2	16,8	30,6	31,1	27,8	35,1	40,1

Figura 2.11 - Evolução do peso da produção renovável em % da produção total [14]

Nos últimos anos a energia eólica tem sido alvo de uma forte aposta sendo aquela que maior crescimento apresentou. Segundo a DGEG [14], a potência eólica instalada no final de Fevereiro de 2010 era de 3650 MW, distribuída por 204 parques.

Como referência pode-se salientar que actualmente está a decorrer um investimento avultado na energia fotovoltaica (FV), e que Portugal já dispõe de uma das maiores centrais solares do mundo, situada em Serpa no Alentejo, constituída por 52 mil painéis fotovoltaicos com uma potência total de 11 MW [15].

A Figura 2.12, representa a evolução da potência licenciada até ao final do 1º trimestre de 2010, em que se verifica que uma das grandes apostas de Portugal continua a ser o sector eólico.

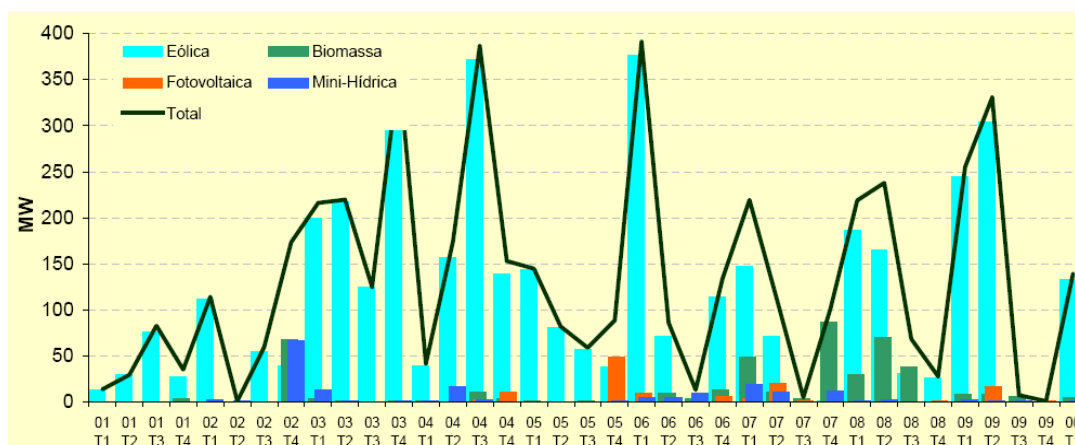


Figura 2.12 - Evolução da potência instalada [9].

Portugal tem feito uma aposta nas energias renováveis, que a curto prazo resolve os problemas do desemprego, diminui a dependência energética do exterior, promove e coloca o país na linha da frente no sector da energia.

2.4 - Sistema Eléctrico Nacional

A história da descoberta da electricidade remonta a antiga civilização grega. Desde então o engenho sonhador do homem impulsionado pela curiosidade levou a que o homem não mais parasse de investigar os seus efeitos e as suas potencialidades.

Em Portugal rezam as crónicas que só nos finais do século XIX se fizeram sentir as vantagens da electricidade. A primeira experiência ocorreu em Lisboa para comemorar o aniversário do rei D.Luís, para fins de iluminação pública. A partir desse dia não mais pararam de aparecer novas instalações de iluminação pública por todo o país.

No início do século XX, foram-se multiplicando por todo o país as instalações eléctricas, ainda sem qualquer política de interligação. O final da década de vinte desse mesmo século é marcado pelo surgimento dos primeiros regulamentos administrativos, todos no domínio da segurança das instalações. É também marcado pela publicação da “ Lei dos Aproveitamentos Hidráulicos”, no qual é estruturada a primeira definição da rede eléctrica nacional onde são estruturadas as actividades de produção, transporte e distribuição de energia [16].

O processo de liberalização dos sectores eléctricos de maior parte dos países europeus começou a ser efectuado de uma forma faseada, tendo começado por incluir os clientes de maiores consumos e de maiores níveis de tensão [17].

Em 1975 o sistema eléctrico nacional nacionalizou-se, à semelhança do que acontecia em outros sectores da actividade económica, assistindo-se a criação de empresas públicas às quais foram conferidas, em exclusivo, um regime de serviço público e por tempo indeterminado, o exercício das actividades de produção, transporte e distribuição de energia eléctrica: EDP, no Continente, EDA nos Açores e EEM na Madeira.

A liberalização do sistema eléctrico teve por base o conjunto dos Decreto-Lei n.ºs 182/95 a 188/95, todos de 27 de Julho de 1995, e a aplicação dos princípios da Directiva 96/92/CE, de 19 de Dezembro, que estabeleciam as regras comuns com vista à criação do Mercado Interno de Electricidade.

Neste novo mercado deu-se início à liberalização do sector, marcada pela reprivatização da EDP e pela afirmação do princípio de liberdade de acesso às actividades de produção e distribuição de energia eléctrica, através da coexistência de um Sistema Eléctrico de Serviço Público (SESP) e de um Sistema Eléctrico não Vinculado (SENV).

O início do processo de liberalização do sistema eléctrico, teve por base a publicação dos Decretos-Lei n.ºs 189/2003 e 185/2003 e os princípios expressos na Directiva 54/CE/2003 de 26 de Junho, no qual foi criado o Mercado Ibérico de Electricidade (MIBEL), que se insere na filosofia expressa no acordo entre a Republica Portuguesa e o Reino de Espanha.

O Decreto-Lei n.º 29/2006 de 15 de Fevereiro veio estabelecer os princípios gerais relativos à organização e funcionamento do SEN, bem como ao exercício das actividades de produção, transporte e distribuição e comercialização de electricidade.

Actualmente, o SEN assenta na coexistência de um Mercado Liberalizado (ML) e um Mercado Regulado (MR), onde os agentes económicos têm opção de estabelecer relações contratuais com o Comercializador Regulado, ao abrigo das condições aprovadas pela

Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos (ERSE), ou negociar outras condições com os Comercializadores em ML [17]

A figura 2.13 representa de forma sucinta a organização do SEN.

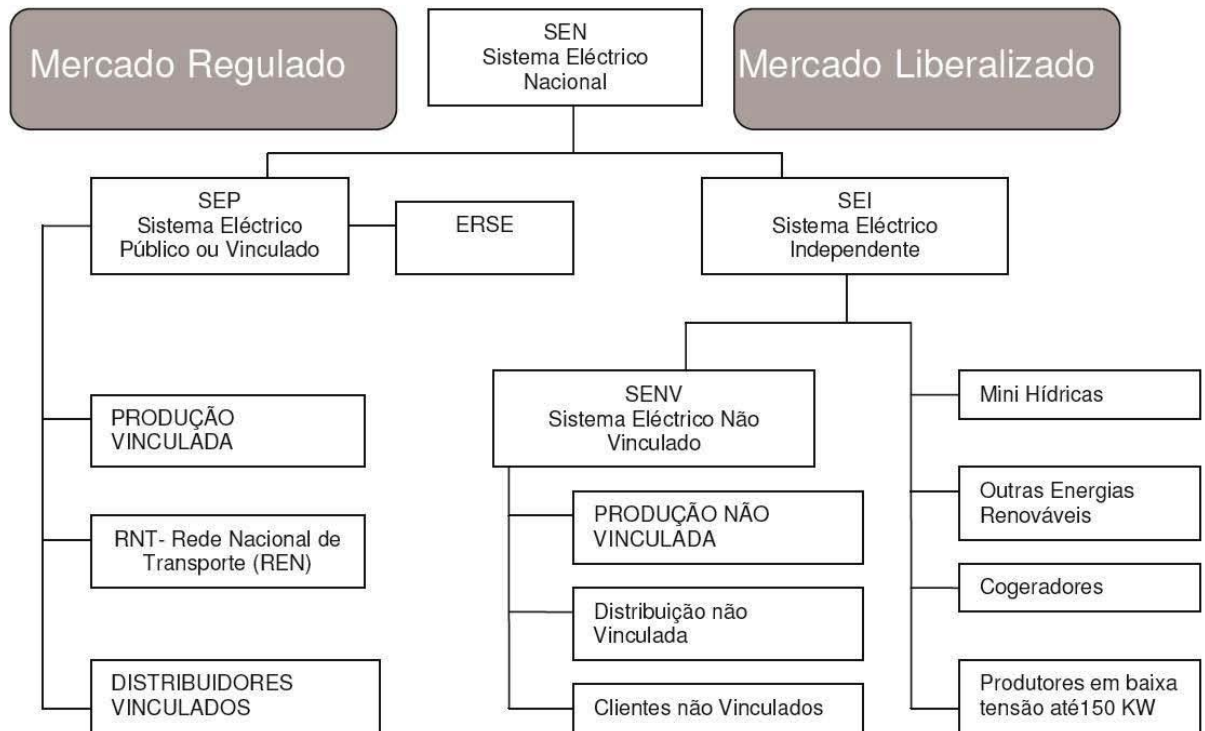


Figura 2.13 - Organização do SEN [16].

Em termos organizativos, o SEN pode ser dividido em cinco actividades distintas: produção, transporte, distribuição, comercialização e operação dos mercados organizados de electricidade que, em regra, são desenvolvidas de forma independente.

Em Portugal a electricidade é produzida com recurso a diversas tecnologias e a diferentes fontes primárias de energia (carvão, gás, fuel, gasóleo, água, vento, biomassa, solar), em que os principais produtores são a Turbogás, a Tejo Energia e a CPPE - Companhia Portuguesa de produção de Electricidade (EDP Produção)¹ [18].

A Rede Nacional de Transporte (RNT) é actualmente exercida em regime de concessão de serviço público pela Rede Energética Nacional (REN), em que esta liga todos os produtores aos centros de consumo assegurando o equilíbrio entre a procura e a oferta. A REN é a única entidade de transporte de electricidade em Portugal Continental. Em relação a distribuição esta é feita pela EDP Distribuição, que actualmente é a entidade concessionária da rede nacional de distribuição em alta tensão (AT) e media tensão (MT) [16, 18].

As empresas de comercialização de electricidade são responsáveis pela gestão das relações com os consumidores finais, incluindo a facturação e o serviço ao cliente. A EDP Serviço Universal, que actua como Comercializador de Último Recurso do SEN, é actualmente o maior comercializador em Portugal. Adicionalmente, as principais empresas de

¹ A CPPE integra uma sub-holding do Grupo EDP, que surgiu como uma necessidade de otimizar a eficiência e coordenação das várias centrais produtoras, e que inclui, além da CPPE (SEP), as seguintes empresas: a HDN, Hidrocel e TER (na produção não vinculada); a Enova e a EDP Cogeração (Produção em regime especial); a EDP Produção EM, O&M Serviços, HidroEm, Tergen e Enepro na área dos serviços.

comercialização em Portugal são a EDP Comercial, a Endesa, a Iberdrola e a Union Fenosa [18].

As actividades que em regra são desenvolvidas de forma independente, constituem a cadeia de valor do actual modelo organizacional do SEN apresentada na figura 2.14.

Como se pode verificar na figura 2.14 a produção de energia eléctrica encontra-se dividida em Produção em Regime Ordinário (PRO) e Produção em Regime Especial (PRE). A PRO é a produção de electricidade com base em fontes tradicionais não renováveis (petróleo, carvão, gás, derivados de petróleo entre outros) e em grandes centros electroprodutores hídricos. A PRE é relativa à cogeração e à produção eléctrica a partir de fontes de energia renovável [16, 19]. Neste sentido a microgeração enquadra-se na PRE, quer através da produção com recurso a FER, quer através da micro-cogeração em que são normalmente usados combustíveis fósseis (produz-se calor e electricidade num processo de alta eficiência energética, por exemplo, recorrendo-se a micro-turbinas a gás).

A actividade de transporte é realizada através da RNT, mediante de uma concessão atribuída pelo Estado Português, em regime de serviço público e exclusividade à REN. Nesta concessão a REN é responsável pela implementação e operação da RNT, das infra-estruturas associadas e de todas as interconexões e outras facilidades necessárias à operação da RNT [19-20].



Figura 2.14 - Cadeia de Valor organizacional do SEN [18].

A distribuição de electricidade processa-se através da exploração da Rede Nacional de Distribuição (RND), constituída por linhas aéreas e cabos subterrâneos de AT, MT e baixa tensão (BT).

A RND é operada através de uma concessão atribuída pelo Estado Português à EDP Distribuição, enquanto que a rede de distribuição de BT continua a ser operada por uma

concessão estabelecida entre os municípios e os distribuidores, que actualmente encontram-se concentrados na EDP Distribuição. As principais competências da EDP Distribuição na RND consistem em assegurar a sua exploração e manutenção em condições de segurança, qualidade de serviço, fiabilidade bem como gerir os fluxos de electricidade na rede, assegurando a sua interoperacionalidade com as redes a que esteja ligada e com as instalações dos clientes [20].

A comercialização de energia é uma actividade livre, ficando, contudo sujeita à atribuição de licença onde se define o elenco dos direitos e dos deveres na perspectiva de um exercício transparente da actividade. Esta actividade consiste na compra e venda de electricidade por parte dos comercializadores, a clientes finais ou outros agentes, através da celebração de contratos bilaterais ou da participação em outros mercados, em que os comercializadores têm o direito de acesso às redes de transporte e de distribuição mediante um pagamento de tarifas de acesso a ERSE [21]. Os consumidores podem, nas condições de mercado escolher livremente o seu comercializador e trocar sem quaisquer encargos adicionais [20]. Os comercializadores têm de cumprir certas obrigações de serviço público, fornecendo um serviço de qualidade de abastecimento contínuo. Consagra-se a figura do Comercializador de Ultimo Recurso (CUR), com o objectivo de assegurar a todos os consumidores o fornecimento de electricidade. Na figura 2.14 é possível verificar quais os comercializadores existentes no mercado, sendo que a EDP Serviço Universal o maior comercializador de Portugal [21].

2.5 - Conclusão

Neste capítulo foi abordada a importância das energias renováveis, apresentando alguns números referentes à situação energética portuguesa. Foi abordado o tema das energias renováveis e efectuada uma breve descrição do Sistema Eléctrico Nacional sendo também referidas algumas metas a cumprir por Portugal nos próximos anos.

Capítulo 3

Produção de energia eléctrica utilizável no sector residencial

3.1 - Introdução

Globalmente o sector da energia é um dos grandes responsáveis pelas emissões de GEE e o sector dos edifícios representa cerca de 17% do consumo energético final em Portugal [10]. A construção do edifício e a sua utilização (consumo de energia e de água) têm associada a geração de poluição. Reduzir o consumo energético e a poluição associada ao sector dos edifícios é importante em qualquer país que pretenda ter uma actuação energética e ambiental sustentável.

Nesse sentido neste capítulo refere-se a importância da microgeração, apresentando o conceito de microgeração e as tecnologias associadas à microgeração direccionadas para o sector residencial. De salientar que na análise das tecnologias esta começa por ser uma análise global mas sempre com o fim de aplicações de pequena escala.

3.2 - Microgeração

O conceito de Microgeração tem sido objecto de estudo por vários autores, tendo sido definida como sendo a produção de calor ou energia em pequena escala quando comparada com as centrais termoeléctricas típicas, normalmente variando de alguns kW até algumas dezenas de MW.

Ao contrário das grandes centrais na microgeração as fontes de produção de electricidade são localizadas junto aos locais de consumo e são constituídas por equipamentos de pequena escala, nomeadamente painéis solares, micro-eólicas, microturbinas ou outro tipo de tecnologia [22].

O conceito de microgeração localizada não é, no entanto, um conceito propriamente novo. Já em 1882 *Thomas Edison* imaginou um mundo baseado na microgeração. *Edison* julgava que a melhor forma de satisfazer as necessidades energéticas dos seus clientes seria através de redes de pequenas unidades de geração descentralizada, localizadas perto das casas ou dos escritórios onde existiam essas necessidades [23].

A *World Alliance for Decentralized Energy* (WADE) [24] define Produção Dispersa (PD) como sendo a energia produzida perto ou no local de consumo, independentemente do tamanho, tecnologia ou combustível utilizado, podendo ser ligadas a rede ou funcionar independentemente em sistema isolado. Também define microgeração como sendo aplicações de PD de pequena escala, tipicamente à escala de uma casa isolada.

Em termos de legislação nacional, o recente Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, define microgeração como sendo a produção de electricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microprodução considerando como limite de potência para essas unidades 5,75 kW, portanto um valor mais baixo do que o considerado por outras definições normalmente aceites a nível internacional [25].

3.3 - Tecnologias aplicáveis no sector residencial

Para se começar a produzir electricidade ou calor no local de consumo, existem inúmeras tecnologias no mercado, podendo-se optar por uma ou por várias, sendo a escolha determinada pela eficiência.

Dentro das tecnologias existentes para aplicação no sector residencial destacam-se:

- Energia Solar
 - Painéis solares Térmicos;
 - Painéis solares Fotovoltaicos;
- Energia Eólica
 - Micro-Turbinas
- Cogeração;
 - Turbina a vapor;
 - Turbina a Gás
 - Motores Alternativos;
 - Motores Stirling;
 - Micro-turbinas;
- Pilhas de combustível;

3.4 - Energia Solar

O sol é um recurso com elevado potencial energético e o seu aproveitamento, é hoje, sem sombra para dúvidas uma das alternativas energéticas mais promissoras do mercado.

Quando se fala do aproveitamento da energia Solar é inevitável não falar um pouco da radiação solar. No ponto seguinte será efectuado um pequeno estudo sobre a radiação Solar.

3.4.1 - Radiação Solar

A radiação solar é a designação dada ao conjunto de radiações emitidas pelo Sol de natureza electromagnética e corpuscular e intensidades variáveis. Nesta dissertação também serão utilizados os termos:

- Irradiância: potência que incide na superfície por unidade de área (kW/m^2).
- Irradiação: energia que incide na superfície por unidade de área durante um período de tempo (irradiação horária, diária, mensal, anual, etc.) (kWh/m^2).

O Sol fornece para a atmosfera terrestre $1,5 \times 10^8$ kWh/ano de energia. Esta quantidade de energia representa 10000 vezes o consumo mundial de energia de um ano [26]. Deste modo a radiação solar torna-se numa fonte de energia inesgotável e aproveitando só 0,01% será possível satisfazer as necessidades energéticas da humanidade.

Esta radiação não se apresenta contudo como um modelo de regularidade, visto que as condições atmosféricas (nebulosidade, humidade relativa do ar, etc.), a distância do Sol à Terra e a posição da Terra ao longo do tempo nunca serem as mesmas, como se mostra na figura 3.1.



Figura 3.1 - Representação das estações do ano e do movimento da Terra em torno do Sol [26].

Os valores da radiação solar incidente normalmente sobre uma superfície situada no topo da atmosfera, segundo dados recentes da WMO (*World Meteorological Organization*), variam assim entre 1350 W/m^2 e 1420 W/m^2 , sendo o valor médio $E_0 = 1367 \text{ W/m}^2$ considerado a constante solar.

A radiação solar quando penetra na atmosfera terrestre segue vários destinos, sendo reflectida, absorvida (pela camada de ozono, bem como pelo vapor de água, oxigénio, dióxido de carbono) e dispersada (poluição e partículas de pó), sendo reduzida ao longo da atmosfera por estes fenómenos, em que apenas uma porção da radiação solar chega à superfície terrestre.

Na figura 3.2 observam-se as curvas de distribuição espectral da radiação solar.

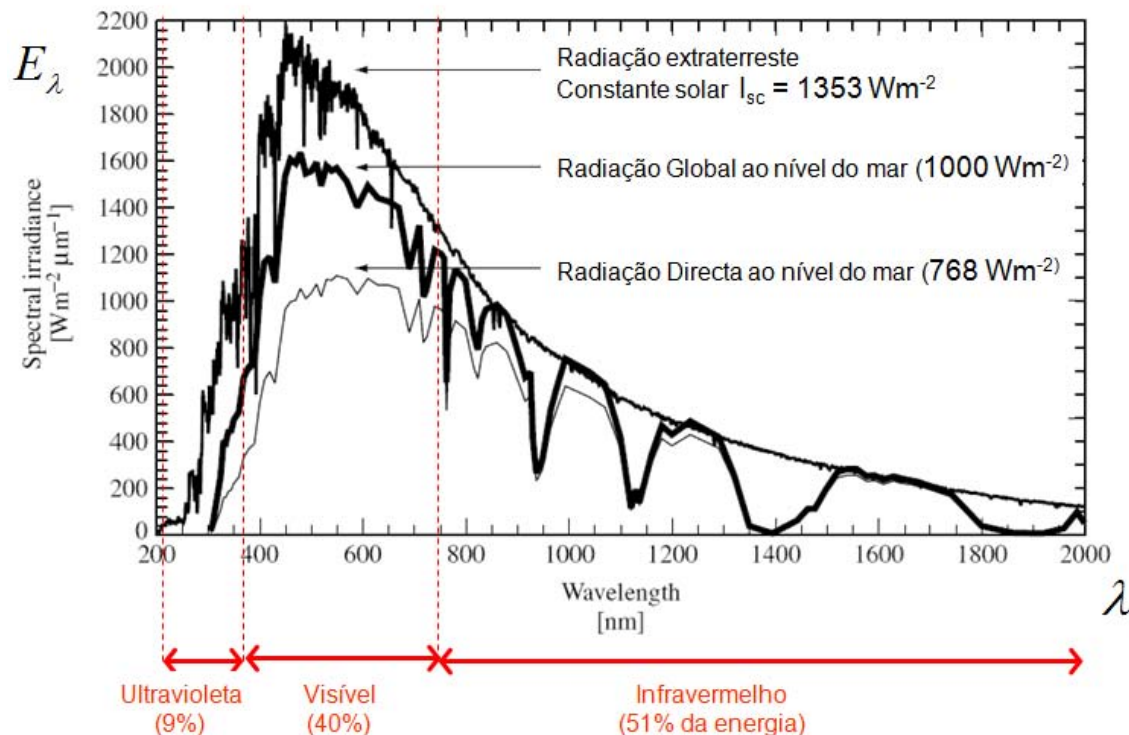


Figura 3.2 - Distribuição espectral da radiação solar [27].

Pela análise da figura 3.2, observa-se que em termos de comprimento de onda, a radiação solar visível encontra-se na banda espectral 0,35 μm a 0,75 μm . Metade da energia da radiação é reflectida por interacção com moléculas gasosas e pó. No caso da existência de nuvens, cerca de 80% da energia é reflectida para o espaço. Em relação à parte da radiação infravermelha esta situa-se acima dos 0,75 μm , um pouco menor que a energia da banda visível, pois é absorvida pelo vapor de água e CO_2 . A radiação ultravioleta situa-se abaixo dos 0,35 μm , com muito pouca quantidade de energia pois é eliminada pela camada de ozono [27].

Num dia com boas condições climáticas o nível de irradiância na superfície da Terra atinge um valor aproximado de 1000 W/m^2 ao meio dia, independentemente da localização [28].

3.4.2 - Radiação solar a Nível do Solo

A radiação Solar que atinge a superfície terrestre, é composta por uma fracção difusa e por uma fracção directa, tal como é apresentado na figura 3.3.

A radiação directa é a radiação que atinge directamente a superfície terrestre, enquanto a radiação difusa é originada a partir de raios não directos e dispersos pela atmosfera, depende sobretudo das nuvens, por outro lado a radiação difusa carece de direcção específica.

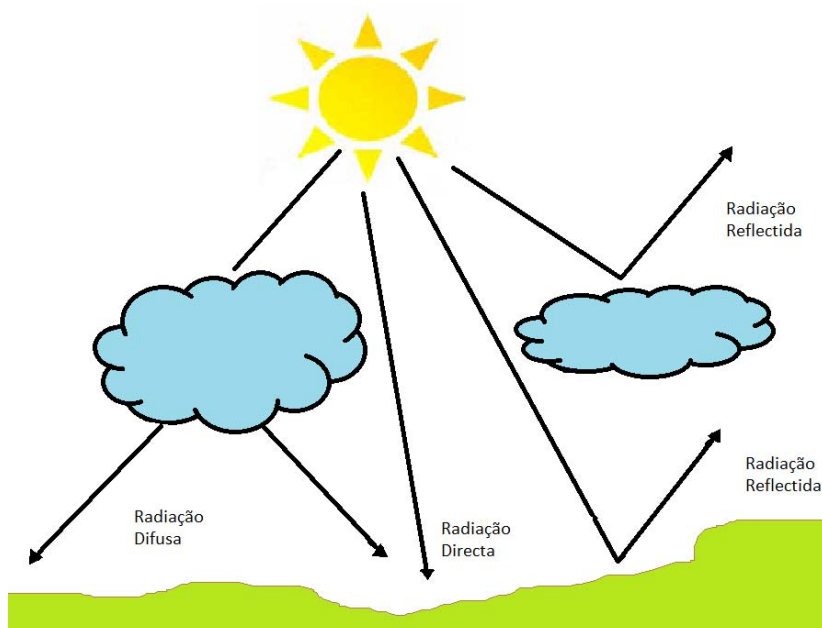


Figura 3.3 - Radiação solar (Directa e Difusa)

No caso em que a superfície receptora estiver inclinada em relação à horizontal, haverá uma terceira componente reflectida pelo ambiente envolvente (solo, vegetação, rochas, etc.). O coeficiente de reflexão destas superfícies é denominado de albedo, daí esta radiação ser chamada de radiação reflectida no albedo.

A nível nacional existe uma disponibilidade média anual de radiação solar de cerca de 2200 a 3000 horas no continente, e entre 1700 a 2200 horas nos arquipélagos dos Açores e da Madeira, sendo um dos países da Europa com melhores condições para aproveitamento deste recurso, como se observa nas figuras 3.4 e 3.5 [29].

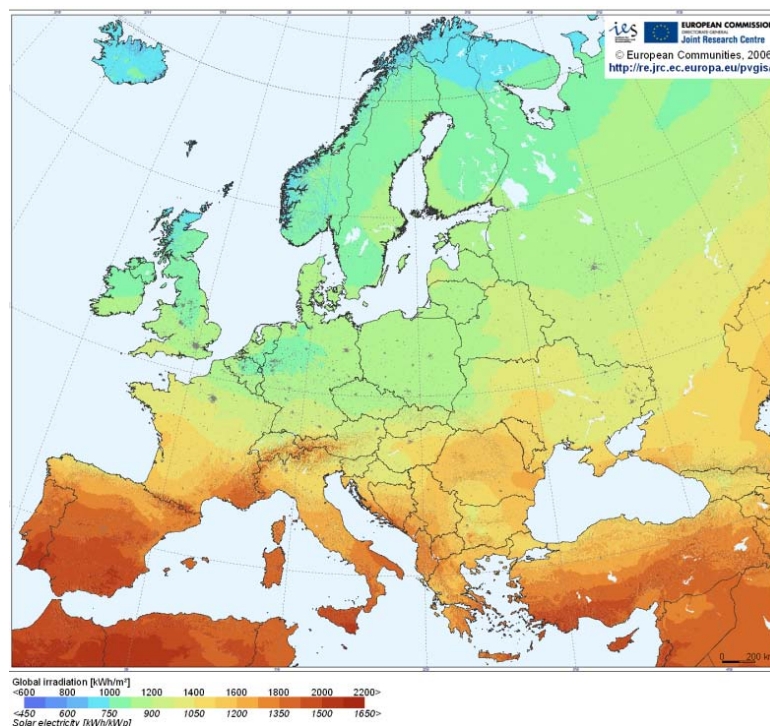


Figura 3.4 - Mapa europeu da irradiação solar [30].

Na figura 3.4, verifica-se uma maior irradiância a Sul, sendo Portugal um dos países da Europa com maior irradiação.

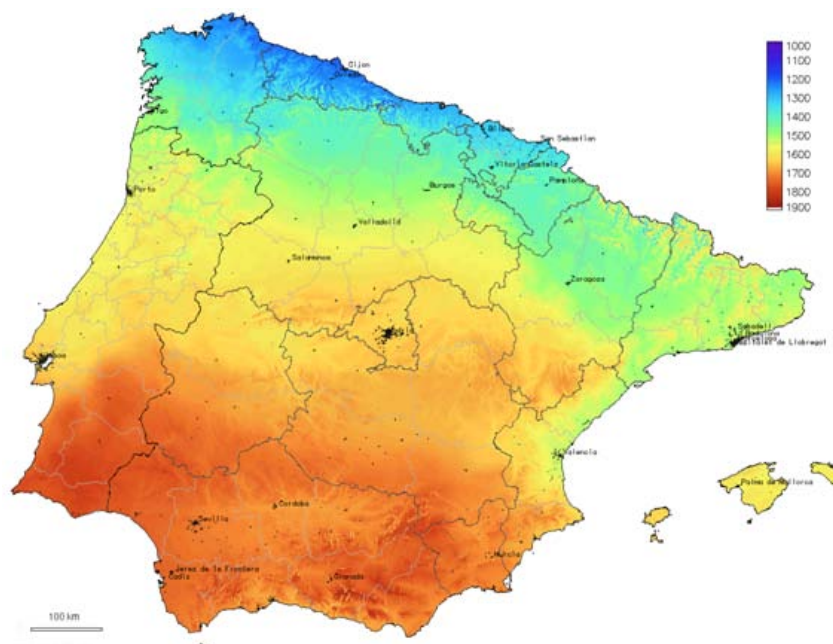


Figura 3.5 - Irradiação solar global em Portugal [30].

Na análise da figura 3.5 verifica-se que em Portugal os maiores valores de irradiação são verificados a Sul, daí as maiores centrais solares encontrarem-se situadas no Sul de Portugal. Os valores máximos obtidos em Portugal não ultrapassam os 1900 kWh/m².

3.4.3 - Painéis Solares Térmicos

No sector doméstico, a água quente é utilizada praticamente em todas as divisões de um edifício, seja para lavar a louça ou roupa, aquecimento e banhos. Os equipamentos mais comuns para aquecimento da água para os fins descritos atrás, são os esquentadores a gás, os termoacumuladores a gás ou eléctricos e as caldeiras murais. Estes aparelhos representam uma significativa fatia nos consumos domésticos, cerca de 50 % [31]. Assim, desta forma a utilização de um sistema solar térmico poderá cobrir as necessidades de aquecimento de água.

Independente do tipo marca ou tamanho um painel solar térmico é constituído por: colector, armazenamento/acumulador, permutador, circuito hidráulico, regulação e controlo e apoio energético. Este último pode ser constituído por caldeiras, termoacumuladores ou resistência eléctrica, servindo de apoio para o aquecimento da água em períodos de menor insolação ou dias sem Sol. A figura 3.6 é um exemplo de um painel solar térmico existente no mercado.

Existem dois tipos de sistemas de energia solar térmica, sistemas de termossifão também conhecidos por sistema passivo, e o sistema de circulação forçada ou sistema activo.

Nos sistemas de termossifão tanto os colectores como os acumuladores serão montados sobre a cobertura em que princípio de funcionamento é o seguinte: os colectores solares captam a radiação solar que ira elevar a temperatura do fluido que passa dentro dos colectores, o fluido sendo aquecido vai subir naturalmente ate ao acumulador onde irá

efectuar a permuta de calor para a água que se encontra neste circuito secundário, figura 3.6.



Figura 3.6 - Painel Solar térmico - Sistema termossifão [26].

Nos sistemas de circulação forçada o colector não está adjacente ao tanque de armazenamento, este estará situado onde mais for conveniente. Desta forma será necessária uma bomba circuladora para forçar as trocas de calor entre o fluido que circula nos colectores e a água que se encontra no acumulador, figura 3.7. Este tipo de sistema tem a vantagem de ter pequeno impacto visual, no entanto são mais caros e envolvem consumo de energia pois a água tem de ser bombeada pelo sistema [32].

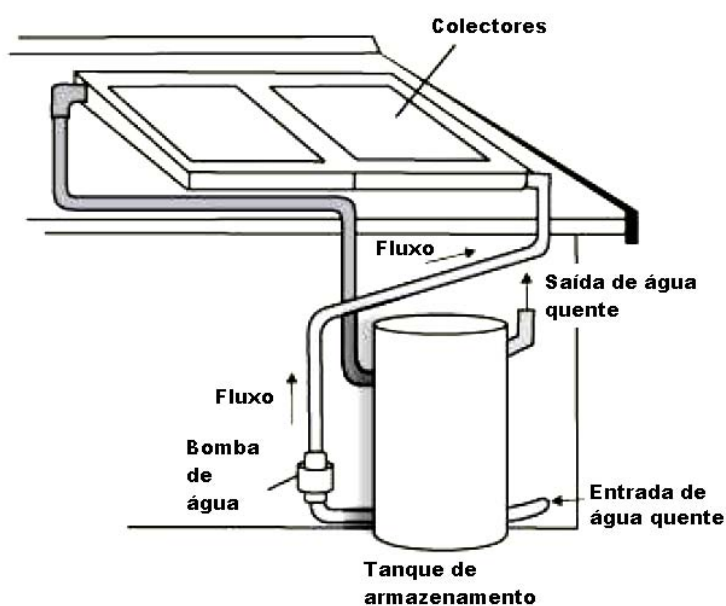


Figura 3.7 - Painel Solar térmico - Sistema de circulação forçada [32]

Para aproveitar a energia proveniente da radiação solar interessa que a superfície sobre a qual incide a radiação consiga absorver o máximo da energia incidente e que essa energia, uma vez captada, seja fornecida ao fluido que se pretende aquecer. O dispositivo que faz a captação de energia é o colector, este estabelece a ligação entre a energia proveniente do sol e os utilizadores de água quente. O calor é gerado pela absorção dos raios solares através de uma placa metálica que se comporta como um corpo negro - a placa absorsora. Esta é a

componente mais importante do colector. Na placa absorsora está incorporado um sistema de tubos que serve para transferir o calor gerado, para o fluido de transferência térmica, que por sua vez flui para o tanque de armazenamento de água quente. A maioria dos sistemas solares, que são comercializados e instalados funcionam com um fluido de transferência térmica que é composto por uma mistura de água com anti-congelante para proteger os colectores do perigo de congelamento. Este líquido é composto por uma mistura de água e glicol, que circula num circuito fechado podendo ser utilizado em sistemas de transferência indirecta de calor através de um permutador [33].

Para descrever a geometria dos colectores consideram-se as seguintes áreas:

- A dimensão total do colector que corresponde às dimensões exteriores e define, por exemplo, a quantidade mínima de superfície de telhado necessária para a instalação (área bruta);
- A área da superfície de abertura que corresponde à área através da qual a radiação solar passa para o colector (área de abertura);
- A área de captação que corresponde à área da superfície da placa absorsora (área do absorsor).

A figura 3.8 representada uma secção transversal de um colector.

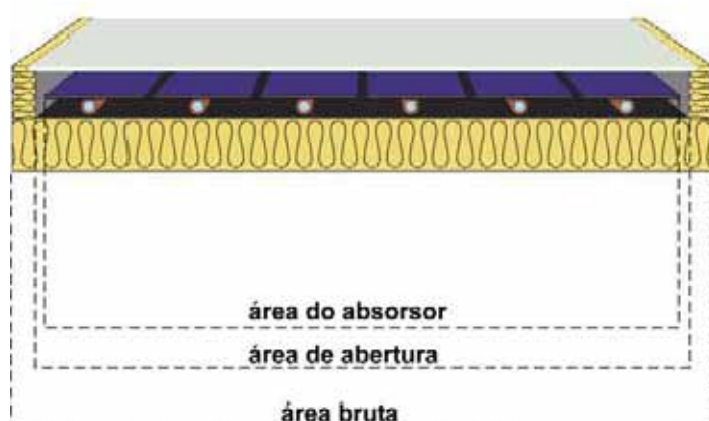


Figura 3.8 - Secção transversal com a descrição das diferentes áreas das superfícies [33].

Existem diversos tipos e designs de colectores para diferentes aplicações com custos e performances específicos, estes podem ser Colectores planos, Colectores Parabólicos Composto (CPC's) e Colectores de Vacum.

3.4.4 - Colectores Planos

Os colectores planos são os colectores mais comuns no mercado, sendo formados por uma cobertura transparente, que tem como função provocar o efeito de estufa de modo a reduzir as perdas de calor e ainda assegurar a estanquicidade do colector, pela placa absorsora, que tem como função receber a energia, transformá-la em calor e transmiti-la ao fluido térmico e formado também pela caixa isolada que tem como missão proteger e suportar os diversos elementos de um colector, na figura 3.9, está ilustrado um exemplo de um colector plano com os órgãos principais deste [32].

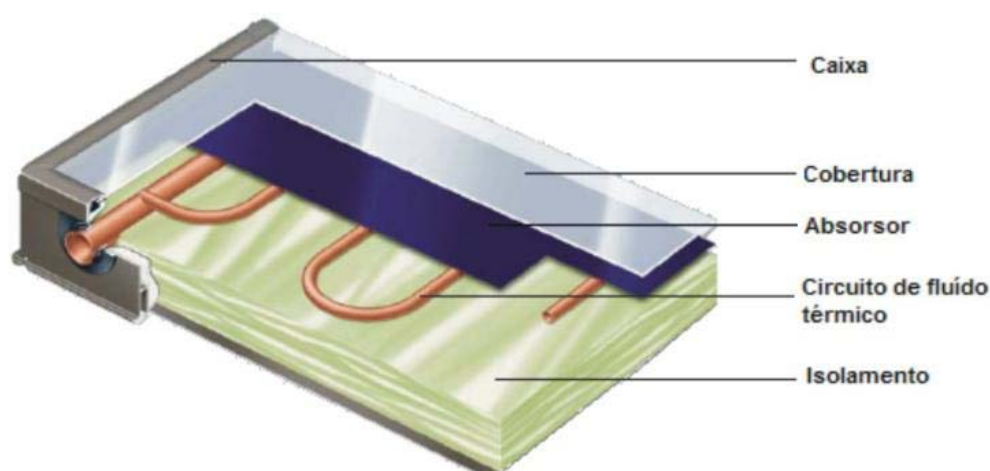


Figura 3.9 - Coletor plano [33].

A placa absorvedora está soldada a uma série de tubos em paralelo ou em serpentina pelos quais circula o fluido térmico e pode ser de vários tipos:

- Duas placas metálicas separadas alguns milímetros entre as quais circula o fluido (lâmina de água);
- Do tipo *Roll-Bond*, em que os painéis são formados por duas placas de cobre/alumínio unidas por pressão a quente. O circuito é desenhado com resina onde as placas não soldam. O líquido circula nesse circuito “impresso”.
- Absorvedores de plástico (polipropileno), usados quase exclusivamente em aquecimento de piscinas.

Este tipo de colectores destina-se à produção de água quente até temperaturas de 60°C.

3.4.5 - Coletor Parabólico Composto (CPC)

Para atingir maiores temperaturas há que diminuir as perdas nos colectores, e o desenvolvimento da óptica levou recentemente à descoberta de um novo tipo de colectores, chamados de Colectores parabólicos compostos (CPC).

Estes combinam as propriedades dos colectores planos, mas permitindo a captação da radiação difusa. Este tipo de colectores tem a capacidade de obter temperaturas acima dos 70°C e alguns deles acima de 100°C para produção de vapor de água para fins industriais.

A diferença mais significativa entre os colectores planos e os CPC's é a área absorvedora, em que na tecnologia CPC é constituída por duas alhetas unidas a um tubo e colocadas em cima de uma superfície reflectora. Este tipo de alheta (em forma de acento circunflexo), permite que a captação do sol se realize nas duas faces das mesmas, pois a radiação incide directamente na parte superior das alhetas e na superfície parabólica reflectora. A radiação reflectida incide na parte inferior da alheta ou directamente no tubo, aumentando assim ainda mais a temperatura do fluido e diminuindo as perdas térmicas. A figura 3.10 ilustra o princípio de funcionamento descrito.

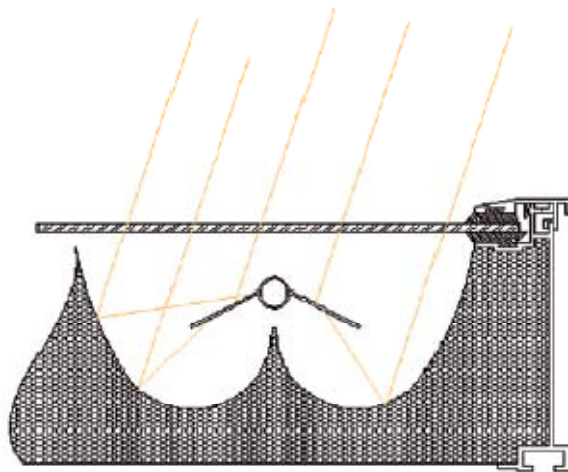


Figura 3.10 - Colectores Parabólicos Compostos [33].

As perdas de calor são reduzidas pois a área de absorção do colector é constituído só pela superfície das alhetas, implicando uma melhoria do rendimento térmico.

A zona situada entre a superfície reflectora e a caixa é preenchida com isolamento para evitar perdas de calor pela parte inferior.

Para os CPCs a eficiência óptica apresenta valores na ordem dos 70 %, semelhantes aos colectores planos, mas no entanto apresenta maior elevada eficiência em baixa temperatura.

O único senão deste tipo de colector é o preço em relação ao colector plano, pois é mais caro [33].

3.4.6 - Colector de tubos em vácuo

Os colectores de tubos em vácuo consistem em tubos de vidro transparentes em que no seu interior existe um tubo em cobre (*heat pipe*), no qual existe água destilada em alguns aditivos especiais. O interior do tubo de cobre também se encontra em vácuo e como se sabe o ponto de ebulição da água é de 100°C ao nível do mar, mas o ponto de ebulição tem uma relação directa com a pressão, pois quanto menor a pressão menor a temperatura necessária para que a água entre em ebulição[33].

Utilizando estes pressupostos a pressão no tubo interior é ajustada de modo a que o ponto de ebulição da água do seu interior seja 30°C.

Assim quando no interior do tubo se atingem os 30°C, a água vaporiza-se subindo até ao ponto mais alto do tubo de cobre, onde se localiza o condensador (*heat transfer*). A água fria passa pelos diversos condensadores existentes no colector solar absorvendo o calor produzindo-se água quente ou até mesmo vapor de água. Este processo leva a que a temperatura do interior do tubo baixe, levando a que o vapor de água condense e por gravidade desça até a sua posição original, criando-se assim um ciclo de transferência de calor, figura 3.11 [34].

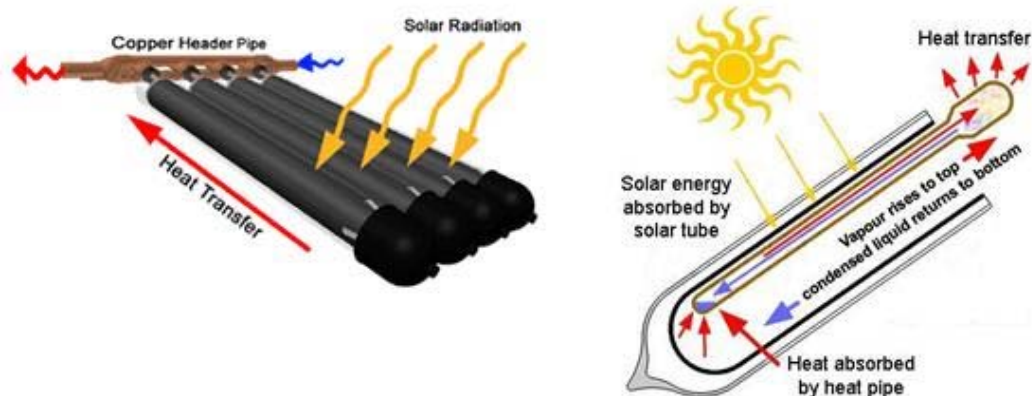


Figura 3.11 - Esquema e modo de funcionamento de coletor de tubos em vácuo [34]

Os colectores em tubos em vácuo fazem uso de princípios científicos elaborados conseguindo assim retirar melhor aproveitamento da radiação.

O tubo em vácuo, como já foi referido, é constituído por dois tubos de vidro concêntricos de boro-silicato (apresentam grande rigidez), em que o tubo externo permite a livre passagem da radiação solar com o mínimo de reflexão da mesma, já o tubo interno tal como o externo é de boro-silicato mas possui uma película selectiva incrustada no vidro com alto poder de absorção da radiação solar com o mínimo reflexo, de modo a evitar perdas.

A parte superior dos tubos é fundida ficando os dois tubos unidos entre si. Todo o ar existente entre eles é retirado criando-se assim o vácuo, permitindo uma elevada eficiência em comparação aos colectores planos e ao CPC, figura 3.12.



Figura 3.12 - Tubo em vácuo [34].

Após a radiação ser absorvida e transformada em calor, os tubos em vácuo vão conseguir manter o calor. Como exemplo das propriedades isolantes do vácuo, quando a temperatura do tubo interior estiver a 150°C, o tubo exterior estará a uma temperatura de 25°C [33].

3.4.7 - Painéis Solares Fotovoltaicos (FV)

Os sistemas FV convertem a luz solar em energia eléctrica, sendo este processo designado por efeito de FV.

A descoberta do efeito fotovoltaico remonta a 1839 sendo demonstrado por *Edmond Becquerel*, que verificou que placas metálicas, de Platina ou Prata, mergulhadas num electrólito e expostas à luz, produzem uma ligeira diferença de potencial. No entanto, só em meados dos anos 50, nos Laboratórios *Bell* e *RCA* foram desenvolvidas as tecnologias fotovoltaicas utilizadas actualmente.

Relativamente ao seu funcionamento, nos sistemas FV a radiação solar é convertida em energia eléctrica, por intermédio de materiais semicondutores, com campos eléctricos internos capazes de acelerar os pares electrão-lacuna criados por incidência de fotões solares, de forma a gerar uma corrente eléctrica.

A célula fotovoltaica é a base de um sistema FV. Uma única célula fotovoltaica produz uma quantidade ínfima de electricidade, sendo necessário associar uma quantidade significativa de células, em série ou em paralelo, para construir um módulo FV, figura 3.13, para que este produza uma quantidade significativa de electricidade.

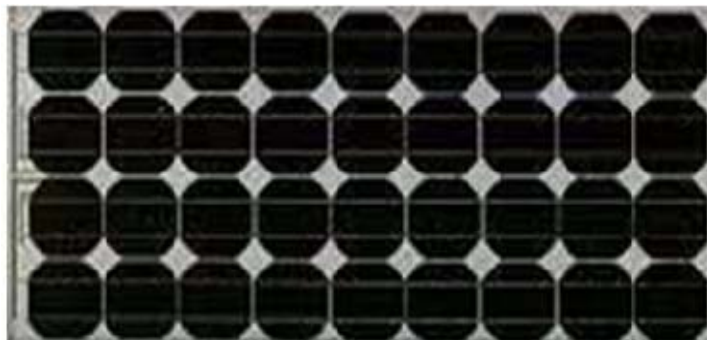


Figura 3.13 - Módulo fotovoltaico [27].

3.4.8 - Célula fotovoltaica

A célula fotovoltaica é constituída por material semicondutor, ou seja, por uma material com características intermédias, entre um condutor e um isolante, a esse material, o silício, são adicionadas substâncias chamadas de substâncias dopantes, com o objectivo de alterar as suas propriedades eléctricas para criar um meio adequado ao estabelecimento do efeito fotovoltaico, que como já foi referido no ponto anterior é a conversão directa de potência associada à radiação solar em potência eléctrica DC.

Uma célula fotovoltaica constituída por cristais de silício puro não produziria energia eléctrica. Para que exista corrente eléctrica é necessário que exista um campo eléctrico, isto é, uma diferença de potencial entre duas zonas da célula. Através do processo já referido a dopagem, é possível criar duas camadas na célula, a camada tipo p e a camada tipo n, em que uma das camadas possui excesso de electrões livres e a outra camada possui défice de electrões.

Normalmente o dopante utilizado para criar a camada p é o boro, já o fósforo é utilizado para criar a camada n.

Ao juntar as camadas p e n forma-se a região de transição denominada por p-n, onde é criado um campo eléctrico que separa os portadores de carga que o atingem [29].

Assim, quando uma célula fotovoltaica é exposta à radiação solar, a incidência de fotões sobre a superfície n, excita os electrões da banda de valência para a banda de condução, sendo acelerados para um terminal negativo, ao passo que as lacunas são enviadas para o

terminal positivo. Deste modo os electrões são obrigados a circular pela carga e circulará corrente eléctrica [35].

Na figura 3.14 é apresentada a constituição interna de uma célula fotovoltaica e o seu princípio de funcionamento.

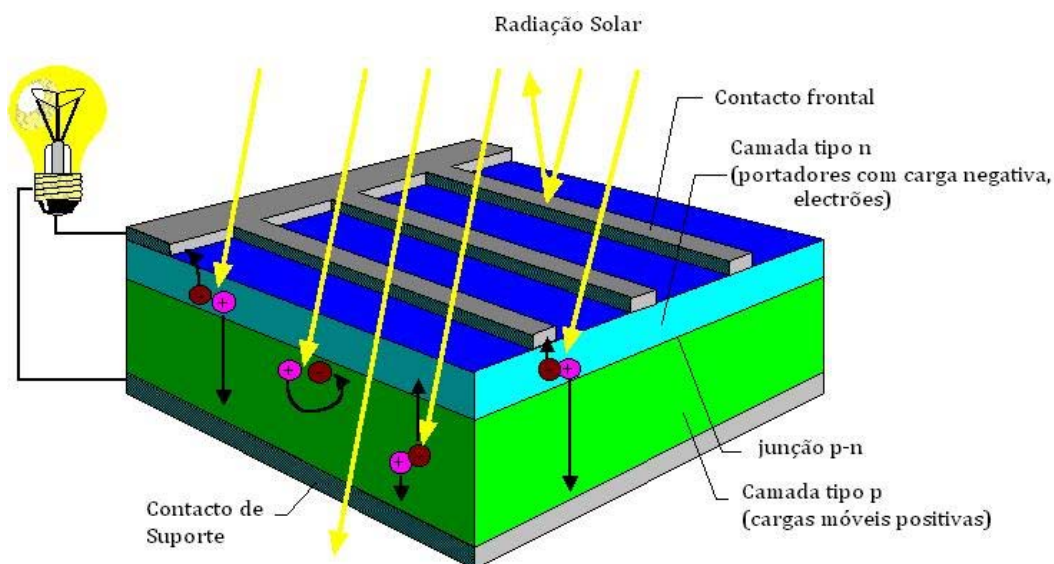


Figura 3.14 - Constituição interna de uma célula FV e o seu princípio de funcionamento [29].

3.4.9 - Modelo matemático da célula FV [29]

Uma célula FV pode ser descrita através de um modelo matemático simplificado, por um díodo e por uma fonte de corrente que representa a corrente eléctrica gerada pela radiação solar que atinge a célula, modelo representado na figura 3.15.

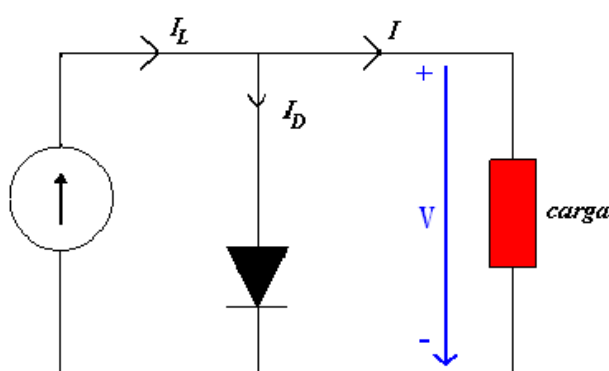


Figura 3.15 - Circuito equivalente de uma célula FV [29]

A corrente que atinge a carga é dada pela equação 3.1.

$$I = I_L - I_D = I_L - I_0 \times \left(e^{\frac{V}{mV_t}} - 1 \right), \quad (3.1)$$

Na equação 3.1, I_0 representa corrente inversa de saturação do díodo, V a tensão aos terminais da célula e m representa o factor de idealidade do díodo, quando o díodo é ideal $m=1$, para um díodo real $m > 1$.

O potencial térmico V_t é obtido através da equação 3.2.

$$V_t = \frac{k \cdot t}{q} (V) , \quad (3.2)$$

em que k representa constante de Boltzmann ($k=1,38 \times 10^{-23}$ J/K), t é a temperatura da célula (°K) e q representa a carga eléctrica do electrão ($q=1,6 \times 10^{-19}$ C).

A característica I-V de uma célula FV pode ser determinada com base na equação 3.1. A representação típica da característica I-V encontra-se representada na figura 3.16.

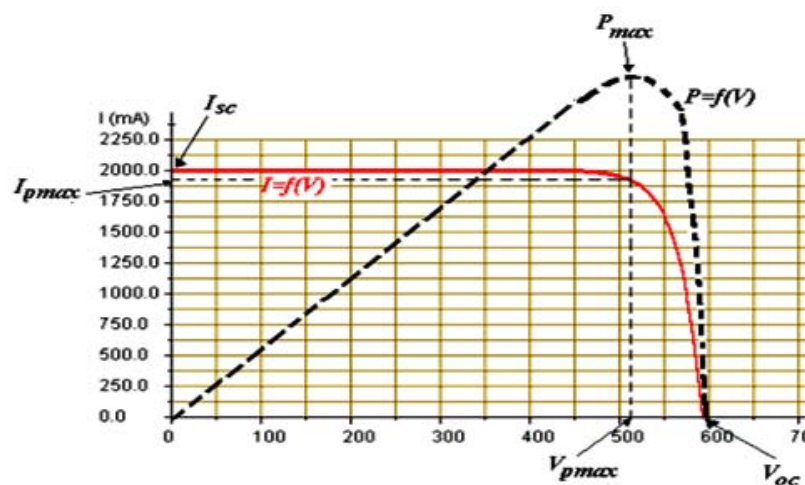


Figura 3.16 - Exemplo de uma representação típica de uma curva I-V de uma célula FV [29]

Algumas das características evidenciadas nesta curva são os parâmetros mais relevantes de uma célula FV:

- Corrente de curto-circuito (I_{sc}): corrente máxima que pode entregar um dispositivo, sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo a tensão nula e a potência nula.
- Tensão de circuito aberto (V_{oc}): tensão máxima que pode entregar um dispositivo sob condições determinadas de radiação e temperatura correspondendo à circulação de corrente nula e potência nula.
- Potência de Pico (P_{max}): é o valor máximo de potência do dispositivo. Corresponde ao ponto da curva no qual o produto tensão corrente é máximo.
- Corrente à máxima potência (I_{pmax}): corrente que entrega o dispositivo à potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como corrente nominal do mesmo.
- Tensão à máxima potência (V_{pmax}): tensão que entrega o dispositivo à potência máxima sob condições determinadas de radiação e temperatura. É utilizada como tensão nominal do mesmo.

Como o nome indica, o modelo simplificado não é uma representação rigorosa da célula FV, pois nas células FV “reais” observa-se uma queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores. Do mesmo modo, também não se despreza as correntes de fuga, assim o circuito eléctrico equivalente do modelo detalhado é representado na figura 3.17.

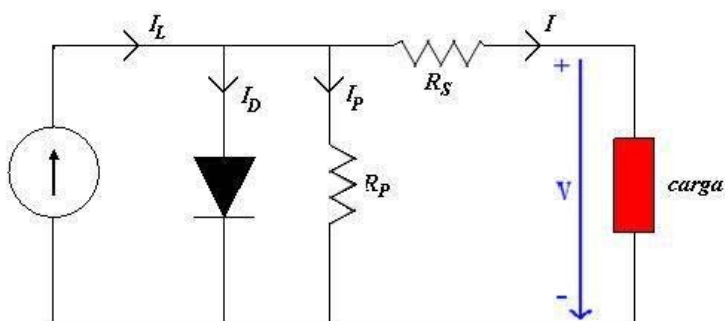


Figura 3.17 - Modelo detalhado de uma célula FV [29]

A corrente que atinge a carga será determinada através da equação 3.3.

$$I = I_L - I_D - I_P = I_L - I_0 \times \left(e^{\frac{V + R_S \times I}{mV_t}} - 1 \right) - \frac{V + R_S \times I}{R_P}, \quad (3.3)$$

Na equação 3.3 R_S representa a queda de tensão no circuito até aos contactos exteriores e R_P as perdas devidas às correntes de fuga.

3.4.10 - Tecnologias de células FV

As células FV até aos dias de hoje sofreram grandes mudanças não só nos materiais de construção mas também na sua construção. Podem dividir-se entre células de Primeira, Segunda e Terceira Geração.

3.4.11 - Primeira geração

As células de Silício cristalino (monocristalino, policristalino e fita/película), onde as mais comuns, representam cerca de 90% do mercado actual.

O Silício cristalino é usado há mais de cinquenta anos e como tal os seus processos de fabrico e extracção são bem conhecidos. O Silício sendo dos elementos mais abundantes na crosta terrestre quando se utiliza para fins de fabrico de células FV é necessário que este possua valores de pureza altíssimos, da ordem dos 99,999%. É devido a este condicionamento que o processo de refinação se torna tão dispendioso. Para obter tal grau de pureza o Silício é submetido a um processo químico, podendo depois ser utilizado na produção de células FV monocristalinas e policristalinas.

No passado, os produtores de células FV com base em Silício economizavam através do aproveitamento de resíduos de Silício provenientes do fabrico e da reciclagem de Circuitos integrados.

- **Células FV de Silício monocristalino**

As células de Silício monocristalino como o nome indica são obtidas a partir de fatias de um lingote monocristalino de grandes dimensões. Este tipo de material apresenta uma estrutura homogênea, sendo este um motivo pelo qual este tipo de células apresentam maior eficiência a converter a radiação solar em electricidade, do que as policristalinas.

O Silício monocristalino para aplicações FV pode ser obtido de várias maneiras, sendo que em todas elas é necessário um processo para derreter e fundir a matéria-prima o que requer capital e mão-de-obra.

O processo mais conhecido para a produção do Silício monocristalino é o de *Czocharalski* (CZ), onde é obtido um lingote cilíndrico que será estriado posteriormente, de modo a produzir barras semiquadradas, sendo cortadas em lâminas de 0,3mm dando origem às pastilhas. Deste processo resultam grandes quantidades de Silício perdido sobe a forma de pó de serragem.

Estas células FV podem ter diversas formas, podendo ser quadradas, semiquadradas e redondas, como ilustra a figura 3.18, podendo apresentar uma eficiência de 15% a 18%.

As células redondas são as que apresentam um processo de fabrico mais barato em relação as quadradas e semiquadradas, uma vez que se perde menos material durante a sua produção, no entanto, raramente são utilizadas devido à sua exploração ineficaz do espaço.



Figura 3.18 - Diversas formas das células FV [35]

Outro processo de fabrico para obter Silício monocristalino é chamado de Zona Flutuante, sendo utilizado para a produção de células solares de maior pureza e maior eficiência, 1 a 2% relativamente ao processo CZ. O inconveniente deste processo é o material bruto que para alcançar elevado estado de pureza é muito dispendioso.

- **Células FV de Silício policristalino**

O Silício policristalino ao contrário do monocristalino é menos eficiente pela imperfeição do cristal devido aos processos de fabrico, mas em contrapartida o processo de fabrico é mais barato.

Em contraste com a produção do Silício monocristalino, a produção do Silício policristalino é feita através de um processo de fundição, em que o Silício em estado bruto é derramado directamente num molde, para posteriormente solidificar e atingir a forma de um lingote. Os lingotes são primeiro serrados em barras e depois em pastilhas com uma espessura de 0,3mm.

No processo de serragem, tal como no Silício monocristalino perde-se uma grande quantidade de Silício na forma de pó de serragem.

Quando munidas de uma camada Anti-reflexão, estas células FV apresentam uma eficiência de 13 a 15% [35]. A camada Anti-Reflexão nas células FV garante que apenas uma quantidade mínima de luz seja reflectida na superfície da célula e é responsável pela tonalidade azul que algumas das células FV apresentam, como na figura 3.19. De notar pela comparação com a figura 3.18 que as células FV policristalinas não apresentam uma estrutura homogênea como as células FV monocristalinas. De referir também que a camada Anti-Reflexo pode ser usada nas células FV de Silício monocristalino.

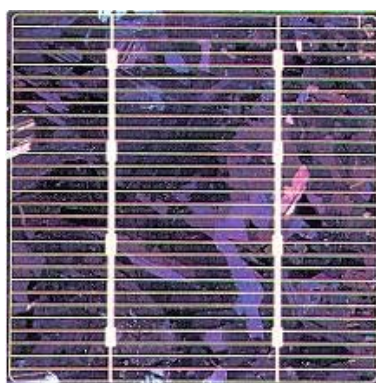


Figura 3.19 - Exemplo de uma célula FV policristalina [29].

- **Células POWER (resultado de engenharia da pastilha policristalina)**

As células POWER são constituídas por pastilhas policristalinas produzidas por fundição de lingotes, que posteriormente são tratadas num processo estrutural mecânico, onde são polidos sulcos em ambos os lados da pastilha de silício. As partes polidas de ambas as faces, são colocadas em posição rectangular, umas em relação às outras, figura 3.20. São então criados orifícios macroscopicamente diminutos na intersecção dos sulcos, onde a célula é transparente. Deste processo resulta um efeito de transparência que pode variar entre 0 % e 30 %, de acordo com o tamanho do orifício.

As células POWER apresentam assim uma eficiência de 10 % (para uma transparência de 10%). Possuem ainda uma forma quadrada com as dimensões de 10x10 cm² e uma espessura de 0,3 mm.

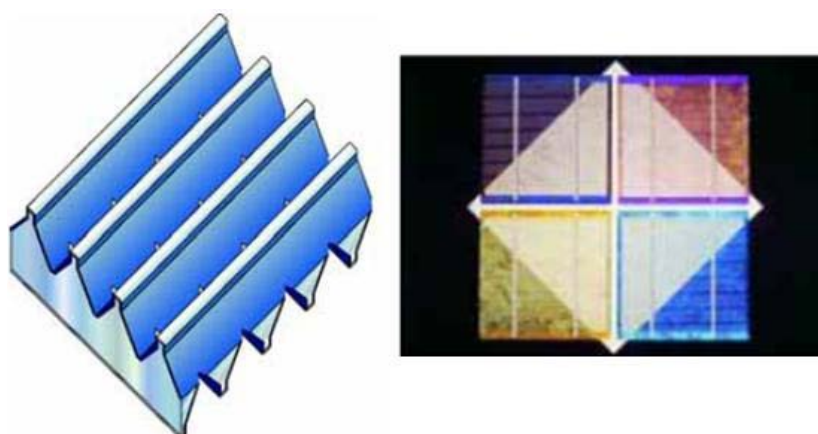


Figura 3.20 - Células POWER [35].

O padrão estrutural é semelhante ao da célula policristalina sendo visível uma pequena franja opaca no limite da célula transparente por razões técnicas.

A Célula POWER pode também ser produzida com duas faces fotossensíveis.

- **Processos de laminagem**

Aproximadamente metade do silício bruto é perdido na forma de pó de serragem com a aplicação de métodos tradicionais de produção de pastilhas de silício cristalino. Para além disso, por razões mecânicas, as pastilhas cortadas requerem uma espessura de cerca de 0,3 mm. Para reduzir as elevadas perdas de silício, foram desenvolvidos novos tipos de procedimentos de laminagem. Estes processos permitem produzir lâminas a partir do banho de fusão do silício. Assim, as lâminas produzidas já possuem a espessura pretendida, necessitando apenas de serem cortadas em peças, recorrendo a raios laser.

O procedimento de laminagem de faixas consome menos energia e material, e tem um maior potencial de redução de custos, quando comparado com a produção de pastilhas utilizando a fundição de lingotes.

Actualmente, existem quatro tecnologias que prevalecem até à fase de maturidade em série. Existe o processo EFG, faixa de filamentos, rede dendrítica e células Apex.

- **Células de silício policristalino EFG**

O processo EFG (*Edge-defined Film-Fed Growth*), foi utilizado na produção industrial em série durante muitos anos. Neste processo um corpo de forma octogonal feito em grafite é imerso num banho de silício e retirado de seguida, em que o resultado são tubos octogonais com 5,6 cm de comprimentos, com uma largura de 10 cm e uma espessura de 0,28mm. As pastilhas prontas a usar são cortadas dos oito lados do Octógono, perdendo-se cerca de 10 % menos de material.

Após a contaminação do material com fósforo e a união da camada de contacto posterior, as pastilhas são equipadas com contactos eléctricos no lado frontal e com uma camada de anti-reflexão

Estas células assemelham-se mais células monocristalinas tanto na aparência como na qualidade eléctrica.

Neste processo obtêm-se células com uma eficiência de 14 %, com uma forma quadrada ou rectangular e uma espessura de 0,28 mm em média

- **Células de Faixas de filamentos**

No processo de laminagem de faixas, dois filamentos de carbono ou de quartzo designados de lâminas, são aquecidos a altas temperaturas, sendo extraídos de um cadinho liso com silício fundido. O silício forma uma pequena película entre as lâminas e cristaliza em faixas de lâminas de 8 cm de largura.

Neste processo contínuo de laminagem, as lâminas vão sendo desenroladas de uma bobina e o silício em estado bruto vai sendo vertido permanentemente no cadinho, enquanto que a faixa está a aumentar constantemente e é cortada em fatias rectangulares no seu exterior, obtendo-se células com uma eficiência de 12 %.

- **Células de rede dendrítica**

O método de crescimento da rede dendrítica é um processo muito semelhante ao processo de faixas de filamentos, em que uma pequena faixa de 5 cm de largura é extraída do banho

de silício durante o método da rede dendrítica. Em vez de lâminas, é imerso um núcleo de cristal de silício, em que no início ao arrefecer o banho a valores inferiores de 0 °C, o núcleo estende-se na superfície em linhas. Ao içá-las lentamente, formam-se em ambos extremos duas peças verticais de filamentos de silício (dendrites, derivado da palavra grega árvore).

A pele de silício é presa nestas duas capas de dendrites e solidifica na forma de uma faixa. A estrutura do cristal é monocristalina. Para se ser mais exacto, trata-se de um cristal duplo.

Devido à sua reduzida espessura de 0,1 mm, as células em rede dendrítica podem ser dobradas até um raio de curvatura de 15 cm. Os respectivos módulos estão disponíveis no mercado americano.

As células produzidas com este processo apresentam uma eficiência de 13%, sendo rectangulares.

- **Células de Película Fina (Apex)**

As células Apex são as primeiras aplicações de um procedimento de película fina com silício cristalino, assim como os “chips” usados na indústria dos computadores, os dispositivos FV são materiais semicondutores. Deste modo foi possível transferir conhecimento do desenvolvimento de tecnologias de electrónica para a produção de dispositivos FV, e as células de película fina são aplicações de grande potencial na indústria FV.

Um substrato condutivo de cerâmica, substitui a espessa pastilha de silício e é coberta num processo horizontal e contínuo com uma fina película de silício policristalino de 0,03 a 0,1 mm, como uma camada foto-activa.

São assim criadas células solares em larga escala com características semelhantes às clássicas células policristalinas, em que exigem uma quantidade diminuta de material e tem a mais-valia de ser relativamente fácil de fabricar.

No que respeita à eficiência, a das células de película finas é inferior à das cristalinas, situando-se no intervalo entre 5% e os 11%.

3.4.12 - Segunda geração

As células solares recorrendo a processos de película fina foram impulsionadas graças a avanços tecnológicos nos anos 90, em que camadas finas de material foto-activo são aplicadas num substrato, normalmente o vidro.

As principais tecnologias utilizadas no fabrico de películas finas são à base de silício amorfo (a-Si), Telurieto de Cádmio (CdTe), Diseleniuto de Cobre e Índio (CIS).

- **Células de Silício Amorfo (a-Si)**

Na década de 70, muitos investigadores experimentaram, com sucesso, a aplicação de Silício amorfo em dispositivos FV, através de um controlo rigoroso das condições de deposição e de uma modificação progressiva “por tentativa erro” da composição do Silício aplicado.

O silício amorfo (sem forma) não forma uma estrutura regular de cristal, mas uma rede irregular. Como resultado, ocorrem ligações livres que absorvem hidrogénio até à saturação. Este silício amorfo hidrogenado (a-Si:H) é criado num reactor plasmático, através da vaporização química (DVC) de Silano Gasoso. Este processo requer temperaturas relativamente baixas, na ordem dos 200 °C a 250 °C.

A contaminação é levada a cabo pela mistura de gases que contêm o correspondente material contaminante (por exemplo B₂H₆ para a dopagem do tipo p e PH₃ para a dopagem do

tipo n). Dada a reduzida extensão da difusão do material a-Si:H contaminado, os portadores de carga livre da junção directa p-n não conseguem sobreviver por forma a contribuir para a produção de energia eléctrica. Assim, uma camada i intrínseca (não contaminada) é aplicada entre as camadas contaminadas n e p, aumentando a longevidade do portador de carga. É este o local onde a absorção da luz e a produção da carga ocorrem. As camadas p e n criam apenas o campo eléctrico que separa os portadores de carga libertados. Se as células forem depositadas na parte superior do vidro, cria-se a característica estrutura p-i-n. Em alternativa, podem também ser depositadas numa sequência inversa (n-i-p) na parte posterior o que permite que sejam criados módulos solares flexíveis sobre qualquer tipo de substrato (sobre chapas de metal ou de plástico).

À semelhança de outras células FV de película fina, o Silício amorfo absorve a radiação solar quarenta vezes mais eficientemente do que o Silício monocristalino. Actualmente o Silício amorfo é a forma mais usada nas células de película.

A maior desvantagem das células amorfas, consiste na sua baixa eficiência. Esta eficiência diminui durante os primeiros 6 a 12 meses de funcionamento, devido à degradação induzida pela luz, até atingir um valor estável. A figura 3.21, ilustra o esquema de perfil de uma célula de Silício amorfo.



Figura 3.21 - Estrutura em camadas de uma célula de Silício amorfo [35].

A eficiência característica destas células é da ordem de 5 a 8%, em condições estáveis.

- **Células de Telurieto de Cádmio (CdTe)**

As células de Telurieto de Cádmio são células de película fina obtidas por deposição em vácuo apresentando baixo custo de produção. Estas são fabricadas sobre um substrato de vidro, com uma camada de condutor transparente - normalmente óxido de estanho índio (OTI) - como contacto frontal. É revestido com uma camada transparente CdS do tipo n (que é tão fina quanto possível), antes de ser revestido com a camada absorvente Cd Te do tipo p. São utilizados processos simples de fabrico como a impressão em tela, a disposição galvânica ou a pirólise pulverizada. A figura 3.22 ilustra o esquema de perfil de uma célula de Telurieto de Cádmio[35].



Figura 3.22 - Estrutura em camadas de uma célula de Telurieto de Cádmio [35].

A eficiência característica destas células é 8%, em condições estáveis.

O CdTe é um composto não tóxico de elevada estabilidade, contudo pode apresentar um risco para o ambiente e para a saúde no seu estado gasoso.

- **Células de Diselenieto de Cobre e Índio (CIS)**

O material semi-condutor activo das células solares CIS, é o diselenieto de cobre e índio. Quando se fabricam estas células, o substrato de vidro é inicialmente revestido com uma camada fina de molibdénio como contacto reverso, utilizando o processo de disposição catódica. A camada absorvente CIS do tipo p, pode ser fabricada através da vaporização simultânea dos elementos cobre, índio e selénio numa câmara de vácuo, a temperaturas de 500°C. O óxido de zinco contaminado com alumínio (ZnO:Al), é utilizado como o contacto frontal transparente (camada transparente). Este material dopado negativamente (tipo n), é disposto com uma camada intermédia i ZnO. Uma camada tampão de sulfato de cádmio do tipo n é utilizada para reduzir as perdas ocasionadas pela combinação inadequada dos retículos cristalinos das camadas CIS e ZnO, na figura 3.23 está ilustrado o esquema de perfil de uma célula CIS.

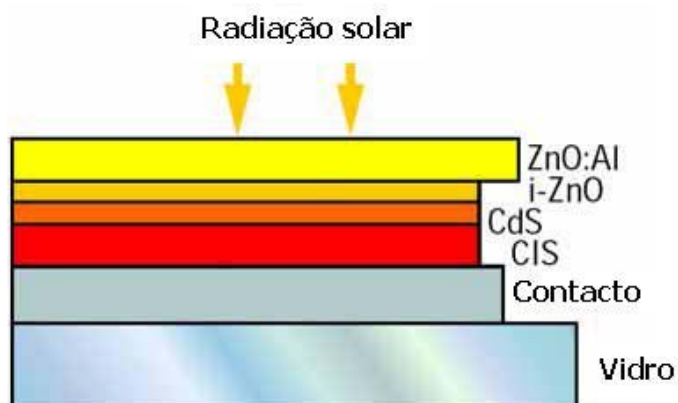


Figura 3.23 - Estrutura em camadas de uma célula de Diselenieto de Cobre e índio [35].

Ao contrário do Silício amorfo, as células CIS não são susceptíveis de se degradarem com a indução da luz. Apresentam contudo problemas de estabilidade em ambientes quentes e húmidos, pelo que se deve garantir uma boa selagem contra a humidade.

Este tipo de películas finas está já em comercialização e pode atingir eficiências da ordem dos 17%, constituindo assim um material promissor, mas ainda tem alguns problemas que necessitam de ser melhorados, tal como a substituição da camada tampão CdS, por um composto sem cádmio.

3.4.13 - Terceira geração [35]

As células FV de terceira geração recorrem a nanotecnologia para formar películas finas sobre substratos flexíveis.

- **Células Orgânicas**

As células orgânicas são uma tecnologia de conversão FV mais promissora pelo seu baixo custo.

Estas células são formadas a partir de compostos orgânicos semicondutores como por exemplo o Dióxido de Titânio (TiO_2). Podem ser formadas sobre plásticos e películas flexíveis, podendo ser parcialmente transparentes e com cores distintas o que as torna interessantes para aplicações em edifícios.

Rendimentos de 5% foram já obtidos prevendo-se que se atinjam valores de 10 a 15 % [35].

- **Células Híbridas HCl**

As células híbridas combinam a célula solar cristalina, com uma célula de película fina. HCl significa Heterojunção com uma Camada fina Intrínseca, que consiste em Silício cristalino e amorfo associados a uma película fina adicional não contaminada, a dita camada intrínseca.

Enquanto que nas células solares convencionais de silício, o mesmo material semicondutor é contaminado de forma diferente no intuito de criar uma junção p-n, nas células solares HCl isto ocorre entre os dois semicondutores estruturalmente diferentes. Esta junção é conhecida por heterojunção. A camada amorfa p/i e a pastilha de impurezas do tipo n, cria uma estrutura p-i-n semelhante às células amorfas de película fina. A parte posterior da pastilha é revestida com silício amorfo intensivamente contaminada, para prevenir a recombinação dos portadores de carga livre no eléctrodo posterior. Nas superfícies da célula, o revestimento anti-reflexo e a textura da pastilha contribuem para diminuir as perdas por reflexão.

Não apresenta degradação da eficiência devido ao fenómeno de envelhecimento por indução da luz, como é característico das células amorfas de película fina. Comparadas com as células solares cristalinas, a célula HCl distingue-se pela maior produção de energia a elevadas temperaturas. Neste caso, por cada incremento da unidade de temperatura em Grau Celsius, há uma queda de eficiência de 0,33 %, em comparação com os 0,45 % sentidos pelo silício cristalino. A célula HCl poupa energia e material no seu fabrico. A temperatura necessária para a deposição é de apenas 200 °C. Isto significa que as pastilhas são expostas a um menor esforço térmico e podem ser reduzidas para uma espessura de aproximadamente 0,2 mm. Em relação à sua eficiência este tipo de células apresenta uma eficiência de 17,3%.

Na tabela 3.1 apresenta-se a comparação de eficiência entre as diferentes tecnologias existentes.

Tabela 3.1 - Comparação entre as diferentes tecnologias existentes [29].

Material da célula solar	Eficiência da célula (laboratório)	Eficiência da célula (Produção)	Eficiência da célula (Produção em série)
Silício Monocristalino	24,7 %	18 %	14 %
Silício Policristalino	19,8 %	25 %	13 %
Células de silício Policristalino EFG	19,7 %	14 %	13 %
Silício cristalino de Película fina	19,2 %	9,5 %	7,9 %
Silício amorfo	13 %	10,5 %	7,5 %
Diseleneto de Cobre e Índio	18,8 %	14 %	10 %
Telureto de Cádmio	16,4 %	10 %	9 %
Células Híbridas	20,1 %	17,3 %	15,2

Na figura 3.24 estão representadas as curvas de rendimento expectável para cada tecnologia nos próximos anos.

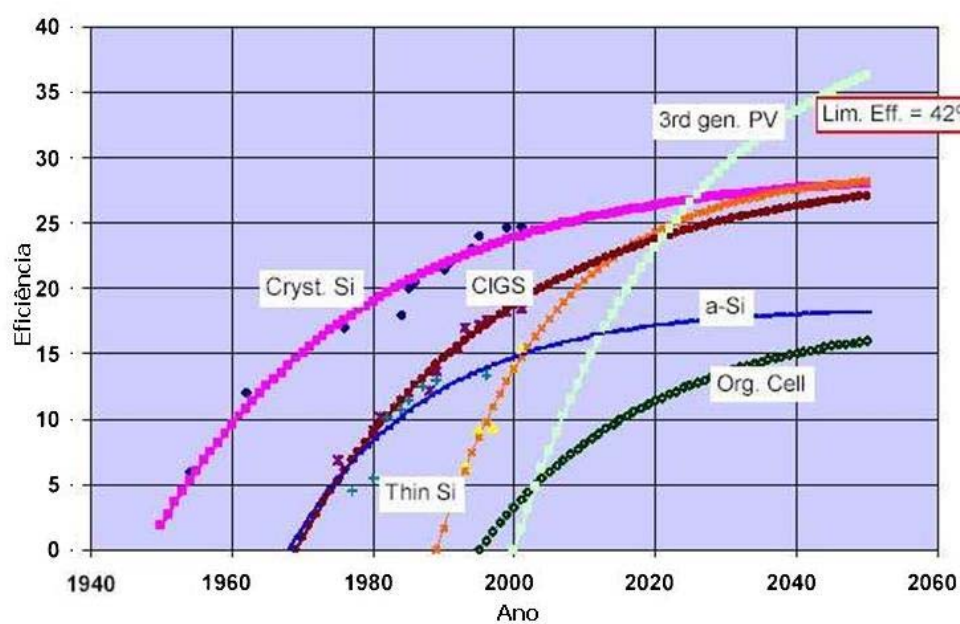


Figura 3.24 - Grau de eficiência para cada tecnologia [35].

3.5 - Energia Eólica

O vento, tal como o Sol, é um recurso com elevado potencial energético e o seu aproveitamento, é hoje em dia uma das alternativas energéticas mais promissoras do mercado.

E quando se fala do aproveitamento da energia eólica é inevitável não falar do vento. No tópico seguinte será efectuado um pequeno estudo sobre o vento.

3.5.1 - O Vento

Desde muito cedo que o vento tem sido um grande auxiliar no desenvolvimento do homem. Ao longo dos últimos séculos foi amplamente utilizado para produzir trabalho mecânico. Os navegadores já utilizavam o vento como “combustível”, os agricultores utilizavam este meio como recurso para fazer girar as mós para moer a farinha, bombear água, para rega e uso próprio. Assim o vento, juntamente com a água, são as maiores fontes de energia de toda a história [36].

Para muitos a origem do vento é desconhecida, e por incrível que pareça a sua origem provem do Sol, uma vez que o vento é causado por diferenças de pressão ao longo da superfície terrestre, devido ao facto da radiação solar recebida na Terra ser maior nas zonas equatoriais do que nas zonas polares, provocando a deslocação de fluxos de calor das regiões tropicais para os pólos consequentemente substituídos por fluxos de ar mais frio proveniente dos pólos. Na figura 3.25, é apresentado o mecanismo de formação do vento.

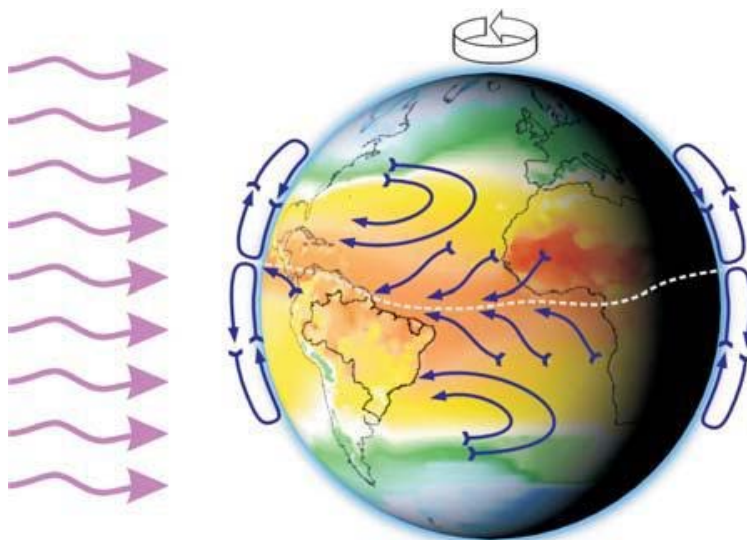


Figura 3.25 - Mecanismo de formação do vento [37]

Em alguns pontos do globo terrestre existem locais em que o vento não se cansa de “soprar”, isto porque os mecanismos que o produzem e que foram referidos acima acontecem a toda a hora. São chamados de ventos planetários ou constantes, sendo agrupados em ventos Alísios que sopram dos trópicos para o Equador, em baixas altitudes, ventos Contra-Alísios que sopram do Equador para os pólos, em altas altitudes, Ventos de Oeste que sopram dos trópicos

para os pólos e ventos Polares que sopram dos pólos para as zonas temperadas (ventos frios) [37].

Os ventos não são iguais durante o ano, porque a inclinação da terra em relação ao plano da sua órbita em torno do Sol varia sazonalmente, variando também a distribuição da radiação solar, levando às variações sazonais na intensidade e duração dos ventos na sua intensidade e duração. Daí resultarem os ventos continentais ou periódicos que compreendem as monções e as brisas.

As monções são ventos periódicos que mudam de direcção a cada seis meses, ou seja, sopram numa direcção em cada estação do ano e em sentido contrário em outra estação. As brisas são conhecidas na gíria “ pelo vento agradável” e caracterizam-se por serem ventos periódicos que sopram do continente para o mar ou vice-versa, porque a capacidade de reflectir, absorver e emitir o calor do Sol é diferente de cada tipo de superfície e no caso do continente é diferente dos mares. Por exemplo durante o dia, devido à maior capacidade da terra de reflectir os raios solares, a temperatura do ar aumenta, formando-se uma corrente de ar que sopra do mar para terra. À noite dá-se o contrário, a corrente de ar desloca-se da terra para o mar, pois a temperatura da terra desce mais rapidamente do que a da água.

Por vezes os ventos são originados por outros mecanismos mais específicos, sendo estes ventos são apelidados de ventos locais. Estes são mais conhecidos por se manifestarem nos vales e montanhas, formando-se devido à subida do ar quente nas encostas das montanhas e o ar frio realiza o sentido contrário, descendo a montanha. No período nocturno, reverte-se o sentido em que sopram os ventos, a figura 3.26 mostra de uma forma genérica o comportamento do vento. De referir que a velocidade do vento pode variar significativamente em curtas distâncias, devido às características topográficas da região, ocasionando a redução ou a aceleração do mesmo.

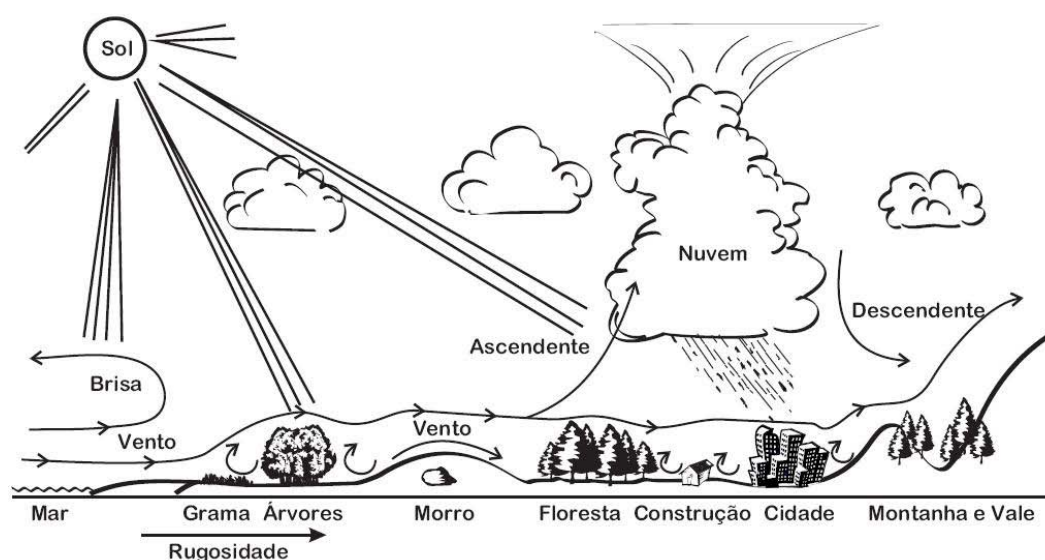


Figura 3.26 - Comportamento do vento sob a influência das características do terreno [37].

3.5.2 - Recurso Eólico

O vento apresenta um carácter inconstante ao nível da velocidade e direcção, tornando-se complexo caracterizar o potencial eólico em determinado local. Para reverter este facto

recorre-se a uma variável aleatória representativa da velocidade do vento, com recurso a uma distribuição de probabilidade.

Têm sido sugeridas várias distribuições probabilísticas para descrever o regime de ventos, mas a distribuição de *Weibull* é normalmente considerada como a mais adequada. Ao contrário do que se verifica mensalmente a velocidade do vento não apresenta uma variação significativa de ano para ano, pelo que para caracterizar o recurso eólico o tempo mínimo de medições a considerar deverá ser de um ano. Como todo o tipo de medições, quanto maior for o tempo de medição do vento mais fiável serão os valores obtidos.

A função matemática da função densidade de probabilidade de Weibull é dada pela equação 3.4, onde V representa o valor médio da velocidade do vento, A é um parâmetro de escala e k é um parâmetro de forma.

$$f(V) = \frac{k}{A} \left(\frac{V}{A}\right)^{(k-1)} e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k}, \quad (3.4)$$

Para uma determinada velocidade de vento, um factor de forma alto indica uma distribuição de valores de vento mais concentrado em relação ao valor médio, já um factor de forma baixo indica uma distribuição relativamente extensa de valores de vento mais extensa em torno do valor médio.

Um factor de forma baixo leva a uma maior produção de energia para determinada velocidade média de vento.

A figura 3.27, ilustra a influência do parâmetro k na curva da distribuição de Weibull.

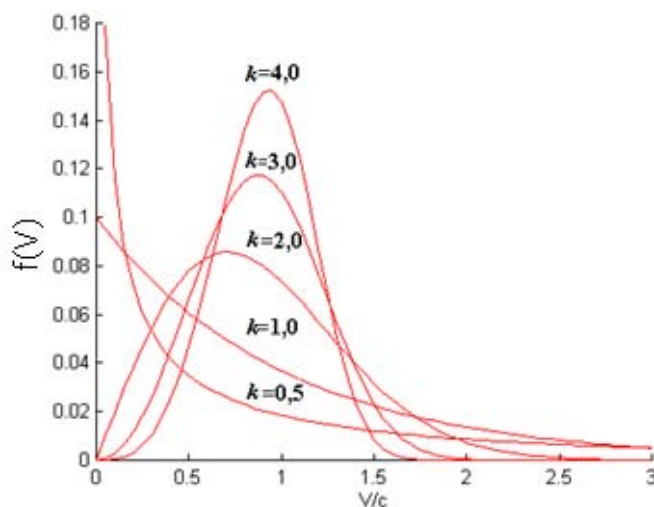


Figura 3.27 - Influência do parâmetro k na curva de distribuição de Weibull. [37]

A velocidade média do vento calcula-se através da equação 3.5, onde V_{ma} é a velocidade média anual do vento. Esta equação apresenta uma relação directa com o parâmetro A .

$$V_{ma} = A \Gamma \left(1 + \frac{1}{k}\right), \quad (3.5)$$

em que Γ representa a função gama, que é dada pela equação 3.6:

$$\Gamma(x) = \int_0^{+\infty} t^{x-1} e^{-t} dt \quad (x > 0), \quad (3.6)$$

A função distribuição encontra-se representada na equação 3.7:

$$F(V) = \int_0^{+\infty} f(V) dV = e^{-\left(\frac{V}{A}\right)^k} \quad (t \geq 0), \quad (3.7)$$

3.5.3 - Energia e Potência Extraída do Vento

O vento é ar em movimento, pelo que essa condição associada à massa do ar que, embora seja um fluido de baixa densidade, disponibiliza uma certa energia cinética.

A energia cinética E (J) de uma massa de ar m (kg) em movimento a uma velocidade v é dada pela equação 3.8:

$$E = \frac{1}{2}mv^2, \quad (3.8)$$

Considerando ρ a massa volumétrica do ar em movimento a uma velocidade v , perpendicular a uma secção transversal de um cilindro imaginário, figura 3.28, pode-se demonstrar [33] que a potência (P) disponível no vento que passa pela secção A , será dada pela equação 3.9:

$$P = \frac{1}{2}\rho Av^3, \quad (3.9)$$

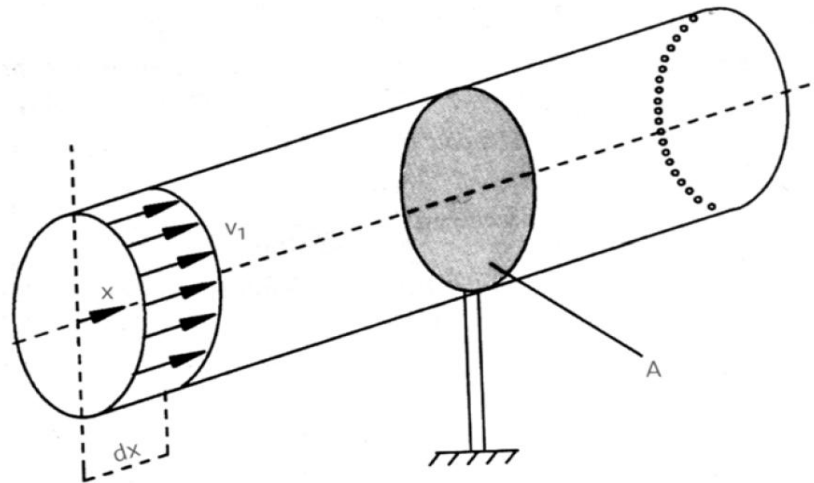


Figura 3.28 - Fluxo de ar através de uma área transversal A . [37]

A equação 3.9 revela que a potência disponível é fortemente dependente da velocidade do vento, pois quando duplica, a potência aumenta oito vezes, mas duplicando a secção, o aumento é só de duas vezes. Por outro lado, se a velocidade do vento desce para metade, a potência reduz-se a 12,5%. Tudo isto explica a importância crítica da colocação das turbinas eólicas em locais com velocidades do vento elevadas no sucesso económico dos projectos de energia eólica. Entretanto, uma turbina eólica não pode extrair completamente a potência disponível no vento, uma vez que o ar, depois de atravessar o plano das pás, tem de sair com velocidade não nula.

Para levar em conta esta característica física, o Alemão *Albert Betz* considerou uma massa de ar que chega a uma turbina com uma velocidade V_1 , e com a aproximação da massa de ar às pás da turbina, a velocidade começa a diminuir atingindo V_2 e assumindo uma velocidade V_3 depois da passagem pela turbina, como mostra a figura 3.29.

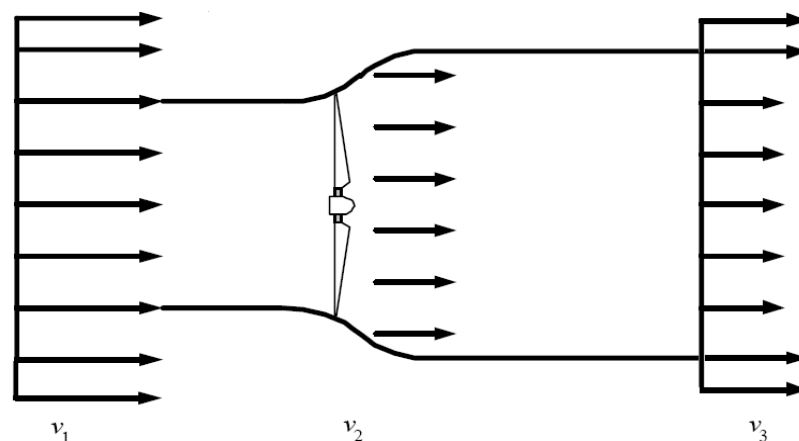


Figura 3.29 - Relação entre a velocidade do vento ao passar pela turbina [37].

Em 1926 *Betz* mostrou [32] que a potência máxima que pode ser extraída por uma turbina eólica é dada pela expressão 3.10:

$$P = \frac{1}{2} \rho A v^3 c_p, \quad (3.10)$$

em que c_p representa um índice denominado coeficiente de potência, que pode ser definido como a fracção de potência eólica disponível que é extraída pelas pás da turbina.

Isto significa que, se o processo de extracção de energia do vento não tiver perdas, somente 59,3% (conhecido como limite de *Betz*) da energia disponível do vento pode ser convertida em potência mecânica por uma turbina [36].

3.5.4 - Energia produzida anualmente

Uma vez obtida uma representação do perfil de ventos fiável numa base de tempo alargada, o valor esperado para a energia eléctrica produzível anualmente é dada pela equação 3.11.

$$E_{anual} = 8760 \sum f(v) P(V), \quad (3.11)$$

3.5.5 - Aerogerador

Com o aumento das necessidades de energia eléctrica, foram feitas, também no início do século XX, várias pesquisas para o aproveitamento da energia eólica para produção de energia eléctrica. Em quase todo o mundo os aerogeradores foram-se difundindo de maneira homogénea, mas os primeiros grandes investidores foram os Estados Unidos que apostaram na difusão de aerogeradores de pequeno porte, enquanto que a Rússia investia na ligação à rede de aerogeradores de médio e grande porte.

O primeiro grande passo para o desenvolvimento de turbinas eólicas de grande porte para aplicações eléctricas deu-se na Rússia em 1931, onde foi realizada a primeira tentativa de ligar um aerogerador à rede eléctrica. Este aerogerador com o nome de *Balacava* era um modelo com uma potência de 100kW. Após este grande passo foram projectados outros modelos mais ambiciosos de 1MW e 5MW. Mas estes projectos foram abandonados devido aos grandes lóbis dos combustíveis fósseis [37].

A segunda Grande Guerra Mundial, contribui para o desenvolvimento do aproveitamento da energia eólica, uma vez que os países em geral empenhavam grandes esforços na medida de economizar combustíveis fósseis, daí os Estados Unidos desenvolverem projectos para construção do maior aerogerador até então projectado. Tratava-se do *Smith-Putman* com uma potência de 1250 kW [33].

Após fim da Grande Guerra, os combustíveis fósseis voltaram a abundar, e um estudo naquela época mostrava que aquele aerogerador não era mais competitivo e sendo assim o projecto foi abandonado. De uma forma geral o petróleo e as grandes centrais hidroeléctricas tornaram-se extremamente competitivos economicamente, relegando a construção dos aerogeradores para fins de pesquisa e desenvolvimento.

Desde esses dias que os aerogeradores têm sofrido grandes desenvolvimentos, sendo que a Dinamarca, a França e os Estados Unidos após a Segunda Grande Guerra, apresentaram um dos mais significativos crescimentos em energia eólica.

Durante os últimos anos a tecnologia e a potência dos aerogeradores desenvolveu-se rapidamente. A figura 3.30, mostra esse desenvolvimento nos últimos 30 anos [37]

No entanto, não podemos afirmar estar perante uma quebra de crescimento, uma vez que a procura de novos projectos *off-shore* poderá levar a uma evolução da tecnologia.

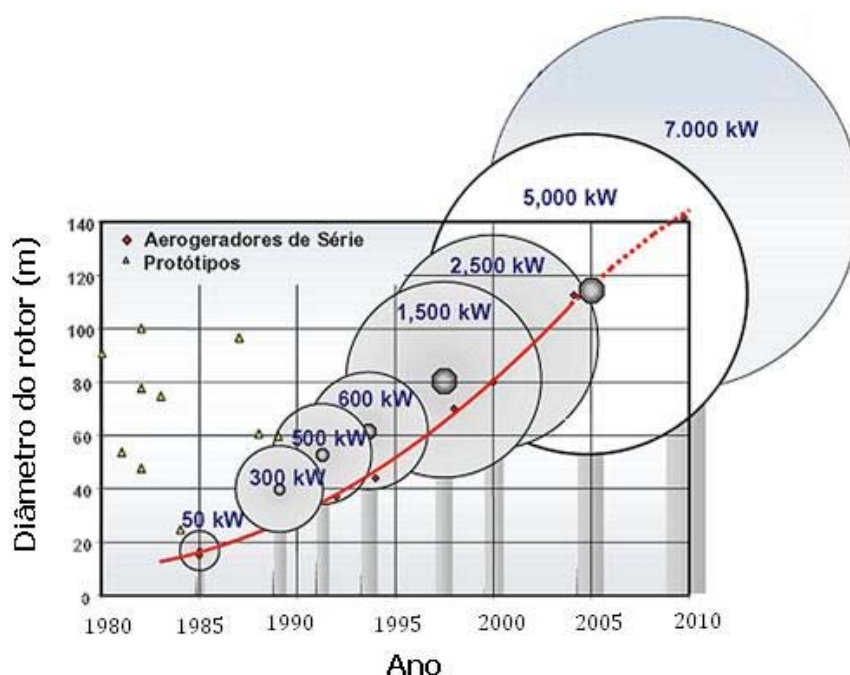


Figura 3.30 - Evolução das turbinas eólicas desde 1985 até 2005 [37].

O aumento do tamanho das turbinas, mostra-se bastante vantajosa, quer do ponto de vista ambiental quer económico. Assim, para um determinado local, quanto maior for a potencia unitária mais energia é produzida, sendo melhor aproveitadas as infra-estruturas, tornando o número de rotores em movimento menor, reduzindo o impacto ambiental [36].

Os programas de investigação contribuíram para uma uniformização do desenvolvimento tecnológico das turbinas. Fazendo uma perspectiva global do actual estado da energia eólica, verifica-se a dominância das turbinas de eixo horizontal, relativamente às de eixo vertical e os rotores de três pás (cerca de 90%) em relação aos de duas pás.

Como resumo, pode afirmar-se que a tecnologia dos sistemas de conversão de energia proveniente do vento atingiu já um estado de maturidade apreciável, sendo os equipamentos considerados fiáveis, com taxas médias de disponibilidade superiores a 90% e com um tempo de vida útil estimado em cerca de vinte anos [32].

3.5.6 - Componentes de um aerogerador

Os aerogeradores comuns são constituídos basicamente por um rotor, ao qual estão acopladas as pás, uma torre de suporte e uma cabine no qual se encontra o gerador e outros dispositivos

Além dos componentes principais, os aerogeradores são compostos por um sensor de direcção, o qual tem como funcionalidade girar as pás no sentido de apanhar o vento pela frente e obter o máximo rendimento. Para que o sensor de direcção funcione correctamente, é necessária a presença de dois dispositivos: um anemómetro e um medidor de direcção de vento, que servem, respectivamente, para medir a velocidade e a direcção do vento.

Já dentro da cabine, é possível encontrar dois eixos, existindo entre eles um conjunto de engrenagens a que se dá o nome de multiplicador. Na figura 3.31, é possível ver todos os componentes de um aerogerador mais comum.

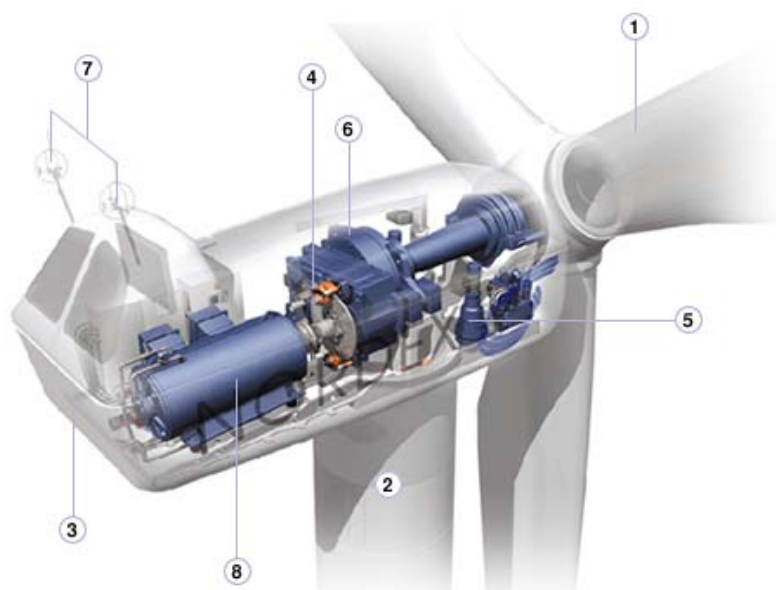


Figura 3.31 - Esquema de uma turbina eólica. Legenda: 1- pás; 2- Torre; 3- cabine; 4- sistema de travagem; 5- mecanismo de orientação direccional; 6- caixa de velocidades; 7- anemómetro e sensor de direcção; 8- gerador [36, 38]

Os componentes mais importantes de um aerogerador, são apresentados nos pontos que se seguem.

- **Turbina eólica**

A turbina eólica é considerada o componente mais característico de um aerogerador, já que é responsável pela captação da energia cinética do vento. Assim, a sua configuração terá

uma influência directa no rendimento global do sistema. As turbinas eólicas não são todas iguais, porém há uma certa convergência para turbinas eólicas de eixo horizontal com três pás. Os dois grandes tipos de turbinas eólicas agrupam-se assim em rotores de eixo horizontal e rotores de eixo vertical.

- **Rotores de eixo horizontal**

As turbinas de eixo horizontal, são o tipo de turbinas mais utilizadas nos dias de hoje e grande parte da experiencia mundial está voltada para a sua utilização. As pás são movidas pelas forças aerodinâmicas chamadas de sustentação (*lift*) e de arrasto (*drag*) que movem as turbinas. Um corpo que obstrui o movimento do vento sofre a acção de forças que actuam perpendicularmente ao escoamento (forças de sustentação) e de forças que actuam na direcção do escoamento (forças de arrasto) e ambas as forças são proporcionais ao quadrado da velocidade relativa do vento [36].

As turbinas de eixo horizontal são predominantemente movidas por forças de sustentação e devem ter presentes mecanismos capazes de permitir que o círculo formado pelo movimento das suas pás esteja sempre numa posição perpendicular ao vento, isto porque, para uma mesma velocidade de vento o funcionamento das turbinas sob o efeito de forças de sustentação permite produzir muito mais potência do que o funcionamento sob o efeito de forças de arrasto [37].

A maioria das turbinas eólicas tem três pás. No entanto, ao contrário do que pode parecer intuitivamente, há turbinas eólicas com apenas uma pá e existem também turbinas eólicas com duas pás.

Este tipo de turbinas pode ser agrupado segundo o posicionamento em relação ao vento, sendo turbinas *upwind* ou *downwind*. Nas turbinas *downwind* como se pode ver na figura 3.32, o vento incide na área de varredura do rotor por trás da turbina eólica. Estas turbinas apresentam a vantagem teórica que reside no facto de possuírem um rotor flexível e auto orientável dispensando assim o mecanismo de orientação direccional em relação ao vento, permitindo o auto alinhamento em relação ao vento.

Esta opção tem vindo a ser progressivamente abandonada devido a vários factos, entre eles a perturbação que a torre provoca no escoamento antes de atingir as pás, outro facto é o da flexibilidade do rotor, pois durante fortes rajadas de vento, as pás podem colidir com a torre [39].

A vantagem das turbinas *downwind* de permitirem o auto alinhamento em relação ao vento é utilizada para turbinas eólicas de pequena escala, utilizadas na microgeração, pois para as de grande escala, devido às fortes rajadas de vento, as pás podem colidir com a torre como já foi referido.

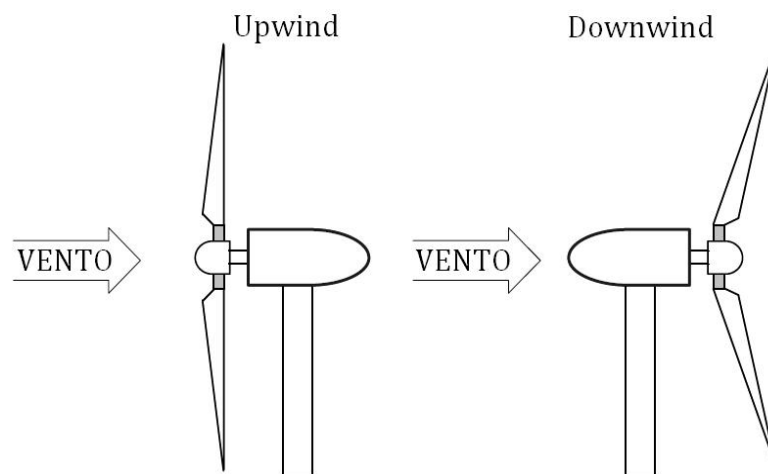


Figura 3.32 - Direcção do vento para turbinas *upwind* e *downwind*.

Nas turbinas do tipo *upwind*, ao contrário das *downwind* o vento incide na área de varredura do rotor pela parte frontal da turbina, sendo este o tipo de montagem mais comum, apresenta como principal vantagem evitar os esforços vibratórios causados pela torre, evitando assim ruído audíveis. No então este tipo de sistema necessita de apresentar umas pás mais rígidas bem como um mecanismo de orientação do rotor com o fluxo do vento, que provoca uma maior carga na torre comparado com as turbinas *downwind* [40].

A questão do numero de pás está indirectamente relacionado com o *Tip Speed Ratio* (TSR), λ . Por exemplo, para os moinhos de vento americanos, devido ao seu baixo TSR ($\lambda=1$), requer um maior número de pás, normalmente 20 a 30 pás. Por outro lado as turbinas que operam em alta velocidade ($\lambda>6$) são constituídas por três pás, mas também podem ser constituídas com uma ou duas pás, como mostra a figura 3.33 [41].

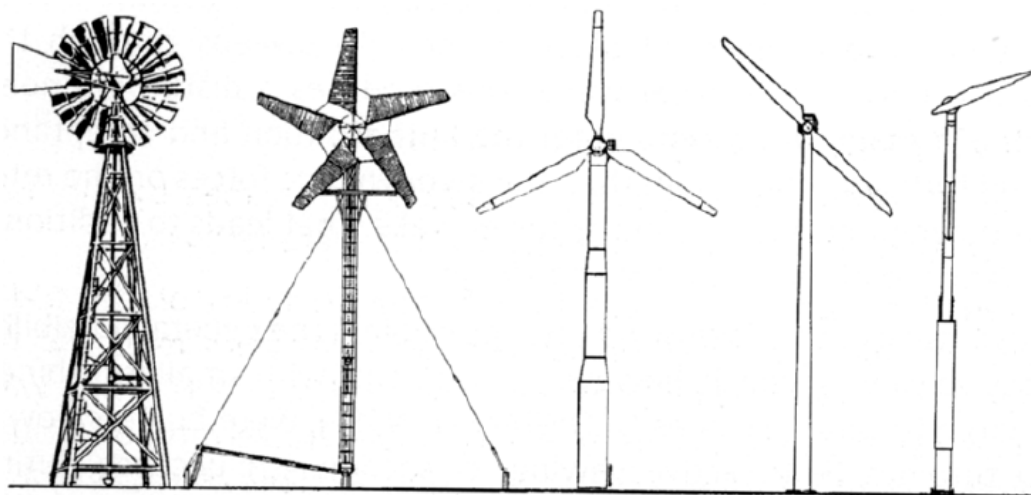


Figura 3.33 - Diferentes tipos de turbinas eólicas de eixo horizontal [41].

- **Rotores de eixo vertical**

Turbinas de eixo vertical, são caracterizadas, como o nome indica, pelo seu eixo de rotação se encontrar disposto na vertical, com as pás em torno desse eixo.

O princípio base destas turbinas é o mesmo que das turbinas hídricas modernas, isto é, o escoamento é paralelo ao eixo de rotação das pás da turbina [36].

Este tipo de turbina apresenta a vantagem de não necessitar de mecanismos de acompanhamento para variações da direcção do vento, o que torna mais reduzidos os esforços devido às forças de Coriolis, que se traduz na simplicidade da concepção. Outra das vantagens é a possibilidade de instalação junto ao solo de todo o equipamento de conversão de energia mecânica, como mostra a figura 3.34.

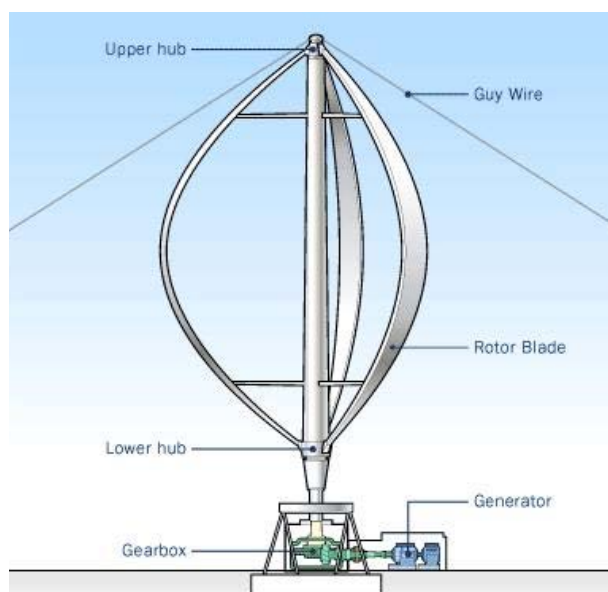


Figura 3.34 - Turbina de eixo vertical [36].

Os principais tipos de turbinas de eixo vertical são *Darrieus*, *Savonius* e turbinas com eixo em vórtice.

As turbinas do tipo *Darrieus*, são um dos exemplos mais famosos de turbinas de eixo vertical. São movidas por forças de sustentação (*lift*) e por forças de arrasto (*drag*), e na sua constituição integram pás curvas (duas ou três) em forma de C atadas pelas duas pontas ao eixo vertical. A figura 3.34 é um exemplo da turbina *Darrieus* [37].

Nem tudo são vantagens, tal como tudo, a turbina *Darrieus* tem inconvenientes, que são os seguintes, velocidades do vento muito baixas junto à base, incapacidade de auto-arranque, necessitando de meios exteriores de auxílio, necessidade de utilização de espas de suporte e esforços dinâmicos acrescidos, devido ao comportamento inerentemente e periódico.

- **Cabine**

A cabine é montada sobre a torre, é onde se encontram alojados, entre outros o veio principal, o travão de disco, a transmissão e caixa multiplicadora (quando utilizada), o gerador e os mecanismos de medição do vento e de orientação direccional.

Em situação de emergência ou para manutenção é accionado um travão mecânico de disco, este tanto pode estar situado no veio de baixa rotação como no veio de alta rotação, após a caixa multiplicadora. Quando situado a jusante da caixa multiplicadora, torna-se mais

barato, pois o binário de travagem a fornecer é menor, mas em caso de avaria na caixa multiplicadora não há controlo sobre o rotor [42].

- **Gerador**

O gerador é a unidade do aerogerador que transforma a energia mecânica de rotação em energia eléctrica, através de conversão electromecânica. Estes geradores são um pouco incomuns quando comparados com outras unidades de produção, sendo uma das razões o facto dos geradores eólicos terem que trabalhar com uma fonte de energia que é muito inconstante [42].

No entanto, a integração de geradores em sistemas de conversão de energia eólica, é um problema que envolve algumas dificuldades, principalmente, as variações do vento, variações do binário de entrada, uma vez que as variações do vento conduzem a variações de potência disponível no eixo, exigência de frequência e tensão constante na energia produzida.

Fundamentalmente existem três tipos de aerogeradores com aplicações industriais:

- Aerogerador de indução convencional do tipo gaiola de esquilo (*"Squirrel Cage Induction Generator"*);
- Aerogerador de indução duplamente alimentado (*"Double Fed Induction Machine"*);
- Aerogerador de ímanes permanentes (*"Permanent Magnetix Synchronous Generatour"*);

Estes aerogeradores, diferenciam-se por características construtivas, de interligação e sistemas de controlo associados.

Tem-se verificado uma forte dominância do aerogerador duplamente alimentado por todo o mundo. Em Portugal, esta tecnologia tem sido instalada em grande escala visto que, de momento, é a mais fabricada pelos produtores de aerogeradores [43].

- **Pás**

As pás são perfis aerodinâmicos responsáveis pela interacção com o vento, convertendo parte da sua energia cinética em trabalho mecânico.

Geralmente as pás são fabricadas em fibra de vidro reforçada ou madeira laminada revestida com resina. A selecção dos materiais usados na construção das pás da turbina, é uma operação importante, pois a vida útil do rotor está directamente relacionada com as condições ambientais e com os esforços que as pás sofrem [37].

Actualmente, desenvolvem-se novos materiais híbridos, de forma a tirar partido das melhores características de cada um dos componentes, designadamente sob o ponto de vista do peso, da robustez e resistência à fadiga [37].

Os aerogeradores que usam controlo de velocidade, as pás dispõem de rolamentos na base para que possa girar, modificando assim o seu ângulo de ataque.

- **Transmissão e caixa multiplicadora**

A transmissão, do qual faz parte a caixa multiplicadora, mancais, eixos, engrenagens de transmissão e acoplamentos, tem como objectivo transmitir a energia mecânica da turbina ao gerador, esta é colocada entre a turbina e o gerador. Esta disposição permite adaptar velocidades baixas na faixa das 20 a 150 rpm a velocidades de rotação mais elevadas na faixa das 1200 a 1800 rpm.

Normalmente os aerogeradores utilizados na microgeração não necessitam de caixa multiplicadora.

Mais recentemente, foram desenvolvidos geradores de baixa velocidade, o que levou a muitos fabricantes abandonarem os aerogeradores com caixa multiplicadora, sendo assim, ao invés de utilizar a caixa de engrenagens, necessária para alcançar elevada rotação dos geradores, passou-se a utilizar os geradores de baixas velocidades [37].

- **Torre**

A torre tem como objectivo sustentar e posicionar a turbina a uma altura conveniente para o seu funcionamento. Em geral, nos aerogeradores de grande porte os elementos construtivos das torres são o aço e o betão, enquanto que nos aerogeradores de pequeno porte, utilizados na microgeração, a torre geralmente é constituída por um tubo de aço galvanizado espiado por cabos de aço, constituindo uma vantagem pois torna-se bastante fácil a montagem associada a um baixo custo [37, 44].

Em termos de custos a torre é um item estrutural de grande porte e de elevada contribuição no custo do sistema, constituindo cerca de 15 a 20% do custo total [45].

As torres modernas podem apresentar alturas superiores a sessenta metros de altura, pelo que a estrutura tem de ser dimensionada para suportar cargas significativas, bem como resistir a esforços provenientes do funcionamento do aerogerador e claro resistir à exposição às condições naturais ao longo do seu ciclo de vida [36].

3.5.7 - Microturbinas eólicas

As microturbinas eólicas para aplicações em ambiente urbano ligadas à rede ou em ambiente rural em sistema isolado, são um campo que apresenta grandes potencialidades de desenvolvimento.

Actualmente existem alguns exemplos no mercado, umas desenvolvidas por universidades e outras por empresas com fins comerciais. A dimensão de referência para as microturbinas é o diâmetro do seu rotor, que pode variar de alguns centímetros até aos sete metros.

As potências variam das centenas de watts até aos 5kW.

As microturbinas têm como principal objectivo complementar o sistema principal de energia de uma determinada instalação. Como em qualquer outra máquina, as características da microturbina são determinadas conforme o objectivo e as características do local a instalar, sejam estes em termos de utilização ou mesmo até a nível estético.

Em Portugal foi desenvolvido uma microturbina eólica, a TURBAN, figura 3.35, com uma potência de 2,5kW. Este projecto foi liderado pelo Instituto Nacional de Engenharia, Tecnologia e Inovação (INETI). Ana Estanqueiro, considera estarem reunidas as condições para que este projecto venha a obter sucesso no âmbito internacional [46]

O TURBAN tem vinte metros de altura, entre dois e dois e meio de diâmetro, estando destinado a ser integrado em ambiente urbano, e terá duas versões, eixo vertical e eixo horizontal. O seu gerador é um gerador síncrono, de ímanes permanentes [36, 47].



Figura 3.35 - Micro turbina TURBAN [47].

O principal obstáculo de investimento nas microturbinas está associado à incerteza de energia produzida devido à elevada variabilidade do vento em meio urbano, exigindo uma caracterização prévia do potencial eólico nas áreas construídas.

3.6 - Cogeração

As máquinas térmicas utilizadas para a produção de energia mecânica, independentemente do ciclo termodinâmico em que operam, possuem rendimentos relativamente baixos, na ordem dos 40%, assim, verifica-se que cerca de 60% da energia disponível no combustível é perdida sobre a forma de calor.

Tal problema levou que ao longo dos tempos, a hipótese de aproveitar esse calor que é desperdiçado, utilizando-o em situações onde existam necessidades de aquecimento. Este processo é denominado cogeração.

A cogeração é então a geração simultânea de múltiplas formas de energia útil, normalmente energia eléctrica (a energia mecânica é transformada em energia eléctrica) e térmica, a partir de uma única fonte de combustível, tal como o gás natural, gás propano, biomassa, resíduos industriais, fuelóleo entre outras [48]. Também conhecida por produção combinada de calor e potência (*Combined Heat and Power-CHP*), esta tecnologia é conhecida desde o fim do século XIX, mas só tem sido valorizada a partir de 1980 [49].

O calor dissipado pode assim ser aproveitado sobre a forma de aquecimento de água, aplicações industriais com necessidade de calor no âmbito dos processos industriais, vapor e ar quente para aplicações de climatização de espaços, aquecimento de águas sanitárias, entre outros [50].

A cogeração é um princípio e não uma tecnologia. Em geral a cogeração pode ser aplicada em todos os casos onde a electricidade produzida por combustão térmica, seja baseado em combustíveis fósseis ou renováveis. Uma cogeração pode assim recorrer a um vasto leque de tecnologias, uma multiplicidade de combustíveis existindo a hipótese de estar preparada para mais que um tipo de combustível, contudo o princípio de funcionamento é o mesmo em todos eles, sendo que haverá um combustível que alimenta um motor térmico e existirá um sistema de aproveitamento do calor. O princípio de um sistema de cogeração está representado na figura 3.36 [51].

A dimensão de um sistema de cogeração pode ter diferentes tamanhos, desde aplicações com potências de 500MW, em indústrias ou em sistemas de climatização industrial, ou aplicações com uma potência eléctrica inferior a 5kW, em pequenas moradias [52].

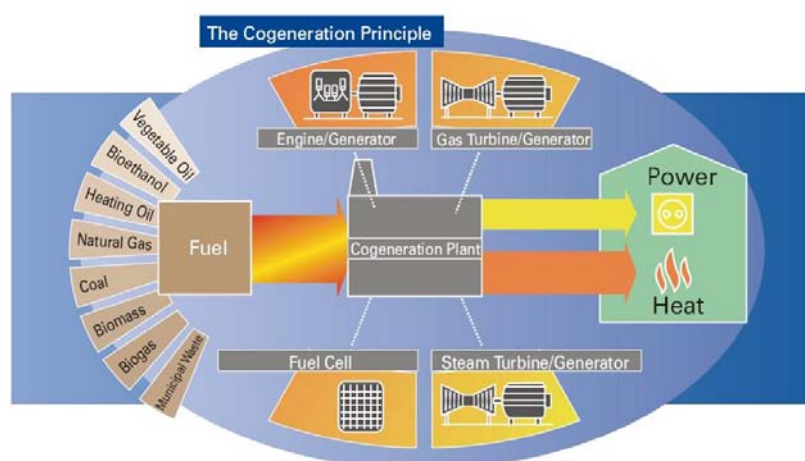


Figura 3.36 - Princípio de um sistema de cogeração [51].

Naturalmente que um sistema de cogeração é mais eficiente que um sistema convencional. Na figura 3.37 apresenta-se o balanço energético comparativo entre um sistema convencional de produção de energia térmica e eléctrica, constituído por uma caldeira, por um gerador de vapor e energia eléctrica e um sistema de cogeração.

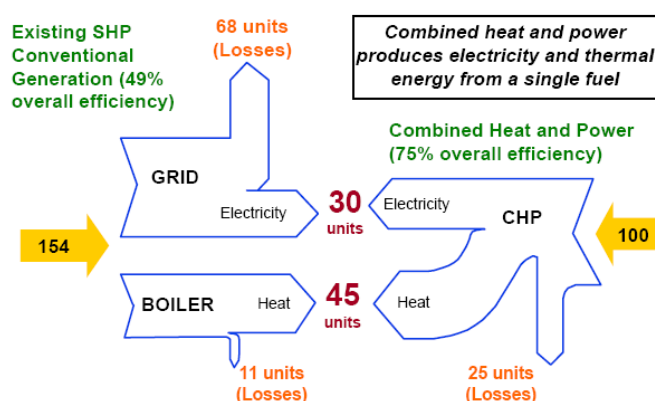


Figura 3.37 - Comparação de rendimentos de um sistema de cogeração e um sistema de produção de energia térmica e eléctrica [48].

A análise da figura 3.37 permite concluir que um sistema de cogeração fornece as mesmas quantidades de energia térmica e eléctrica que um sistema convencional, necessitando para tal menos quantidade de combustível, ou seja um sistema convencional para produzir 40 unidades de energia térmica e 45 unidades de energia eléctrica, necessita de 154 unidades de combustível, enquanto que o sistema de cogeração necessita unicamente de 100 unidades de combustível para obter os mesmos níveis de calor e electricidade. Esta poupança advém do aproveitamento do calor gerado pelos ciclos termodinâmicos das máquinas térmicas. Como consequência deste ganho de eficiência, os benefícios ambientais são significativos, diminuindo as emissões de poluentes por unidade de energia produzida

3.6.1 - Tipos de sistemas de cogeração

Os sistemas de cogeração classificam-se de acordo com o tipo de máquina térmica que os equipam. As máquinas térmicas usadas tradicionalmente são, motores alternativos (explosão-ciclo de Otto ou de compressão interna - ciclo Diesel), turbinas a gás ou vapor, microturbinas, motores Stirling, pilhas de combustível e ciclo combinado [48].

Estas soluções podem ser agrupadas segundo o grau de maturidade, desenvolvimento tecnológico e disseminação comercial. Na tabela 3.2 apresentam-se as tecnologias agrupadas segundo tecnologias convencionais e tecnologias emergentes.

Tabela 3.2 - Tecnologias de cogeração.

Tecnologias Convencionais	Tecnologias emergentes
Turbina a gás	Microturbinas
Turbinas a vapor	Pilhas de combustível
Motores alternativos	Motores Stirling

De salientar que as Pilhas de Combustível são consideradas como uma tecnologia emergente de cogeração, mas por serem uma tecnologia que poderá ter um importante futuro para aplicações de microgeração para uso residencial, irão ser abordadas separadamente no subcapítulo 3.7.

Nas grandes centrais termoeléctricas a conversão de energia faz-se segundo o ciclo de *Rankine*, em que o fluido de trabalho (água) muda de estado ao longo do ciclo termodinâmico.

Outros equipamentos de conversão, caracterizam-se por o fluido de trabalho ser um gás, que ao longo do ciclo termodinâmico vai sofrendo alterações na sua composição. Inicialmente o fluido de trabalho é o ar, ao qual durante o processo de combustão, é adicionado combustível, transformando-o numa mistura de ar e combustível, ao qual é dado o nome de produto da combustão. Estes equipamentos são os motores de explosão, motores Diesel e turbinas a gás [48, 53]. Devido a este processo, estes tipos de equipamentos de conversão são denominados de combustão interna, que ao contrário das centrais termoeléctricas e outros equipamentos se denominam de combustão externa, pois nesses casos, o calor é transferido dos produtos de combustão para o fluido de trabalho, o qual não sofre quaisquer mudanças [54].

Nas máquinas de combustão interna, o fluido de trabalho percorre um ciclo termodinâmico aberto, contudo, quando se faz uma análise de funcionamento deste tipo de máquinas de conversão, é conveniente trabalhar com ciclos fechados que aproximam os ciclos abertos reais [48] [55].

3.6.2 - Turbinas a gás

As turbinas a gás, também conhecidas por turbinas de combustão, funcionam segundo o ciclo de *Brayton*, em que o ar atmosférico é conduzido ao compressor, onde a temperatura e a pressão são elevadas. Na câmara de combustão o ar expande-se devido ao fornecimento de calor pelo processo de combustão do combustível, que normalmente é o gás natural, que está

a arder a pressão constante. Os gases resultantes deste processo entram na turbina, onde são expandidos produzindo movimento da turbina, isto é, produzindo trabalho.

Saindo da turbina, o ar troca calor com o ambiente, sendo possível aproveitar de forma útil o calor, todo este processo está representado na figura 3.38.

O trabalho útil é a diferença entre o trabalho entregue pela turbina e o trabalho entregue ao compressor. O compressor e a turbina são montados no mesmo eixo, para que uma parte do trabalho fornecido seja usado no próprio processo de compressão [48, 56].

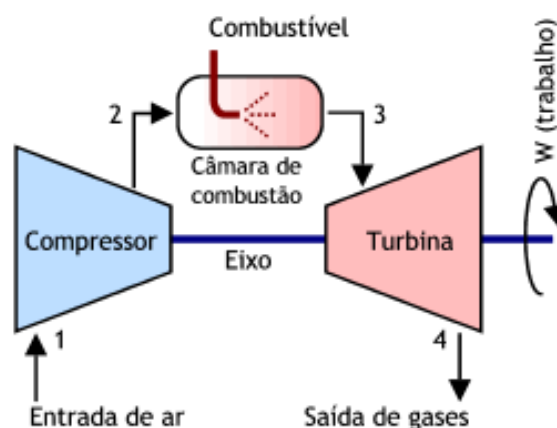


Figura 3.38 - Processo de combustão interna de uma turbina a gás em ciclo aberto [56].

A temperatura dos gases de exaustão é relativamente elevada entre 450°C e 550°C, o que, quando da instalação de um recuperador de calor, permite aproveitar o calor para o aquecimento de água ou mesmo para produzir vapor, neste caso não se efectua a recuperação de calor nos circuitos de refrigeração da água e do óleo de lubrificante, ao contrário do que acontece nos motores de combustão interna.

Assim, como foi referido atrás, é conveniente estudar o funcionamento da turbina a gás em ciclo fechado. Neste caso, o processo de combustão é substituído por um processo de adição de calor, por uma fonte externa, a pressão constante, e o processo de escape é substituído por uma entrega de calor ao exterior, também a pressão constante [54].

Tal como todos os motores baseados em ciclos termodinâmicos fechados, uma maior temperatura de combustão leva a uma melhoria significativa de eficiência. A figura 3.39 ilustra um esquema tipo de uma cogeração com turbina a gás.

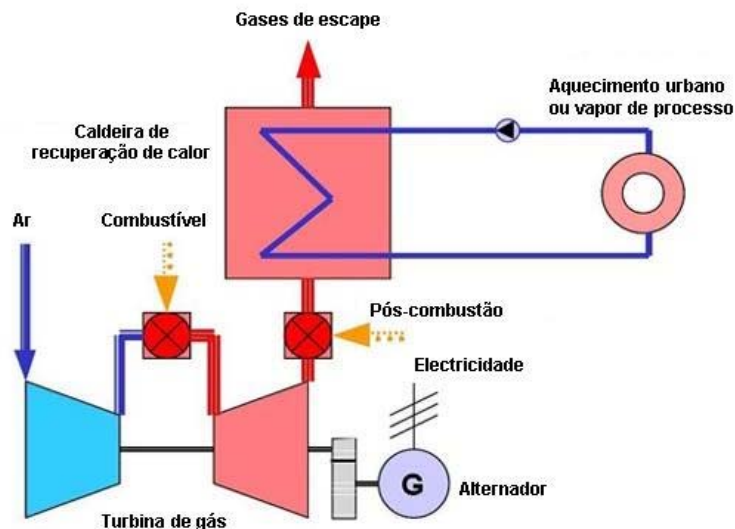


Figura 3.39 - Esquema de uma solução de cogeração integrando uma turbina a gás [57].

3.6.3 - Motores alternativos

Os motores alternativos ou de combustão interna são máquinas térmicas que transformam a energia proveniente de uma reacção química em energia mecânica, podendo ser classificados como de explosão, quando a ignição é feita por faísca, ou de ignição por compressão. Os motores de explosão funcionam segundo o ciclo de Otto e o combustível é normalmente o gás natural embora possa recorrer ao propano ou à gasolina, já os motores de ignição funcionam segundo o ciclo de Diesel [58].

Os motores de explosão são os mais utilizados em instalações de cogeração, uma vez que possuem varias fontes de calor, os gases de exaustão e os circuitos de refrigeração do óleo e do motor [48].

Os motores de explosão foram inventados em 1885 pelo engenheiro alemão *Daimler*, baseando o seu funcionamento no ciclo de *Otto* idealizado pelo francês *Alphonse Beau de Rochas* em 1862, mas em 1876 o engenheiro alemão *Nikolaus Otto*, construiu um motor que operava com este ciclo, embora não exactamente igual aos actuais [59]. A câmara de combustão contém um cilindro, que no seu interior contém um pistão que está acoplado a uma vela que se articula com a cambota, uma válvula de admissão, uma válvula de escape e uma vela, a figura 3.40 ilustra os principais componentes de um motor de explosão e as etapas do seu funcionamento.

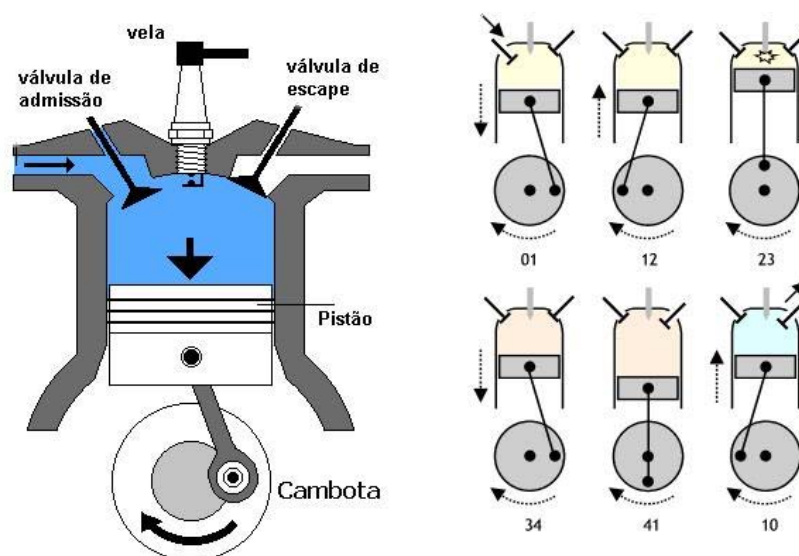


Figura 3.40 - Componentes do motor de explosão e etapas do seu funcionamento [48, 59].

O motor de explosão é também conhecido por motor a 4 tempos, pois o seu funcionamento faz-se numa sequência de 4 etapas, compreendendo duas voltas da cambota.

- Primeiro tempo (admissão): é aberta a válvula de admissão enquanto a válvula de escape está fechada. Uma mistura de combustível e ar é injectada no cilindro através da válvula de admissão, a cambota ao rodar empurra o pistão para baixo.
- Segundo tempo (compressão): ao atingir a posição mais inferior, a válvula de admissão é fechada e o movimento ascendente comprime a mistura, o pistão ao atingir a posição mais acima, a vela provoca uma faísca.
- Terceiro tempo (explosão): a mistura incendeia-se e explode, gerando gases quentes que se expandem forçando o pistão a descer, movimentando a cambota através da vela. Este terceiro tempo é o único em que efectivamente se produz trabalho.
- Quarto tempo (exaustão ou escape): O pistão atinge o ponto inferior encontrando-se cheio de gases resultantes da combustão da mistura. Nesta altura a válvula de escape abre-se e os gases são expulsos pelo pistão que se eleva.

Após a exaustão dos gases, o motor retorna às condições iniciais, permitindo que o ciclo se repita [48, 58-59].

Em 1894, outro engenheiro alemão, *Rudolf Diesel*, desenvolveu um motor com uma característica distinta, onde eliminou a necessidade de um circuito eléctrico para proceder à ignição. Nasceu, assim o motor diesel, em que o combustível é queimado por acção do calor libertado quando o ar é comprimido com uma taxa muito elevada [48].

O combustível utilizado pelos motores diesel é o gasóleo, o óleo diesel, e o biodiesel, a figura 3.41 ilustra os principais componentes de um motor diesel e as etapas do seu funcionamento [58].

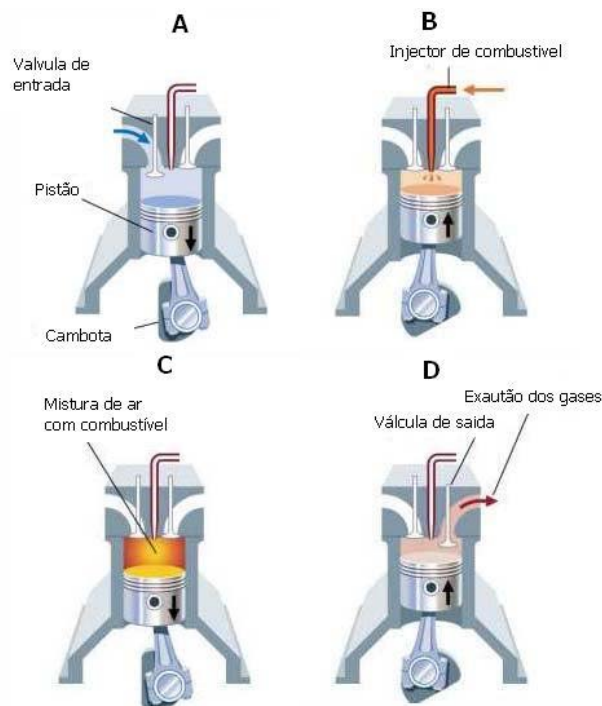


Figura 3.41 - Componentes do motor diesel e etapas do seu funcionamento [60].

Os motores diesel também conhecidos por motores a dois tempos comportam duas etapas essenciais, compreendendo apenas uma volta da cambota:

No primeiro estágio (A), do ciclo de combustão, o pistão entra em movimento descendente, aspirando o ar para o interior do cilindro através da válvula de admissão.

Durante o estágio (B), há um processo de compressão do ar através da subida do pistão, em consequência, a temperatura do ar comprimido aumenta substancialmente ultrapassando os 700°C.

No estágio (C), o combustível começa a ser injectado a alta pressão pelo injector, misturando-se com o ar quente entrando em combustão espontânea e forçando o movimento do pistão para baixo.

Por fim no estágio (D), o pistão faz o movimento ascendente, expelindo os gases que se formaram na combustão do combustível, ficando o motor em condições para retomar o ciclo [58].

3.6.4 - Turbinas a vapor

As turbinas a vapor são uma tecnologia bastante conhecida, pois são bastante empregues nas centrais térmicas convencionais a carvão ou a fuel. O seu princípio de funcionamento teórico é baseado no ciclo de *Rankine* em que a figura 3.42 representa o diagrama T,s.

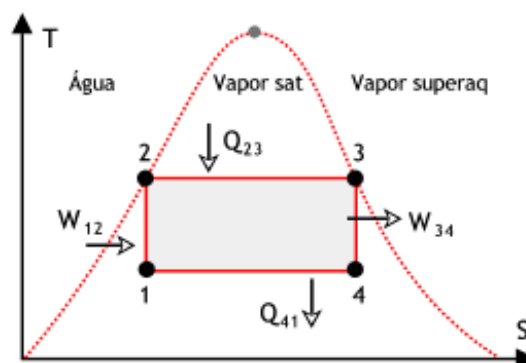


Figura 3.42 - Diagrama T,s do ciclo de Rankine [53].

A água é convertida em vapor saturado de alta pressão a uma temperatura superior à temperatura de saturação (sobreaquecimento). Este vapor é, então, expandido numa turbina de vários andares, com pelo menos um reaquecimento intermédio, sendo facilmente rejeitado (a baixa pressão), para um condensador de vácuo, onde é realizada a condensação do vapor. Por fim, o condensado é bombeado novamente para a caldeira, eventualmente com um pré-aquecimento para que o ciclo se reinicie, este processo encontra-se representado na figura 3.43.

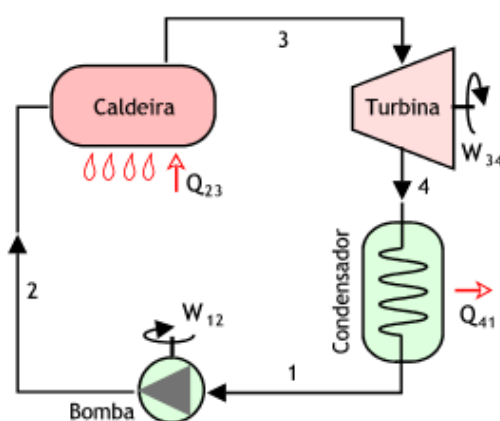


Figura 3.43 - Esquema de uma turbina a vapor [53].

Contudo, este tipo de turbina descrito não deve ser utilizado em sistemas de cogeração, pois este equipamento está dimensionado para otimizar o rendimento da conversão eléctrica. Assim, é mais conveniente utilizar turbinas de contrapressão ou de não-condensação em sistemas de cogeração.

Nas turbinas de contrapressão, o fluxo de vapor que abandona a turbina é enviado directamente para o processo industrial em condições próximas das que são requeridas.

A utilização do vapor a uma pressão relativamente elevada melhora o rendimento térmico mas, prejudica sensivelmente o rendimento eléctrico. Na figura 3.44 está representado o esquema típico de uma cogeração com turbina a vapor de contrapressão.

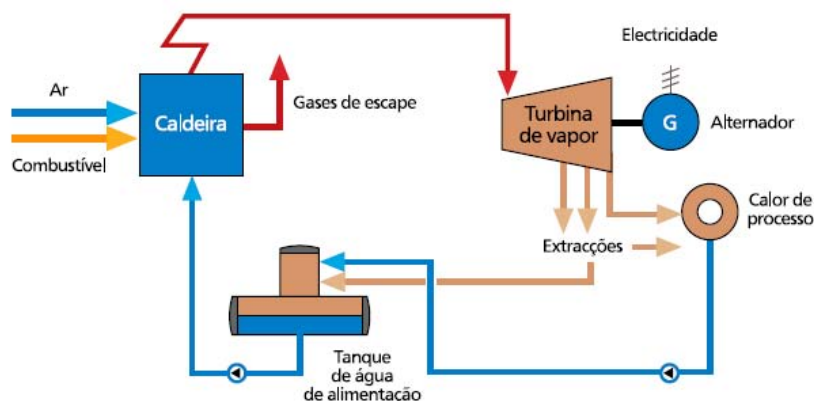


Figura 3.44 - Cogeração baseada numa turbina de vapor de contrapressão [57].

Existe ainda outro tipo de turbina a vapor que também é usada em sistemas de cogeração, trata-se da turbina extracção, que no fundo é um misto das duas anteriores. No seu processo de funcionamento uma parte do vapor é direccionado para o processo industrial e o restante é condensado no condensador.

3.6.5 - Ciclo combinado

Um sistema de cogeração de ciclo combinado trata-se de uma associação de duas tecnologias, permitindo assim aumentar o rendimento global da cogeração. Normalmente este tipo de cogeração em ciclo combinado é constituído de uma forma geral por uma turbina a gás em ciclo aberto, em que os gases de escape são aproveitados numa caldeira de recuperação para produzir vapor que será utilizado num ciclo de turbina a vapor.

Em comparação com as tecnologias analisadas anteriormente, a cogeração a ciclo combinado permite de uma maneira geral, uma maior extracção de potência por unidade de calor.

Na figura 3.45, encontra-se representado um esquema de princípio de funcionamento de uma cogeração com ciclo combinado [57].

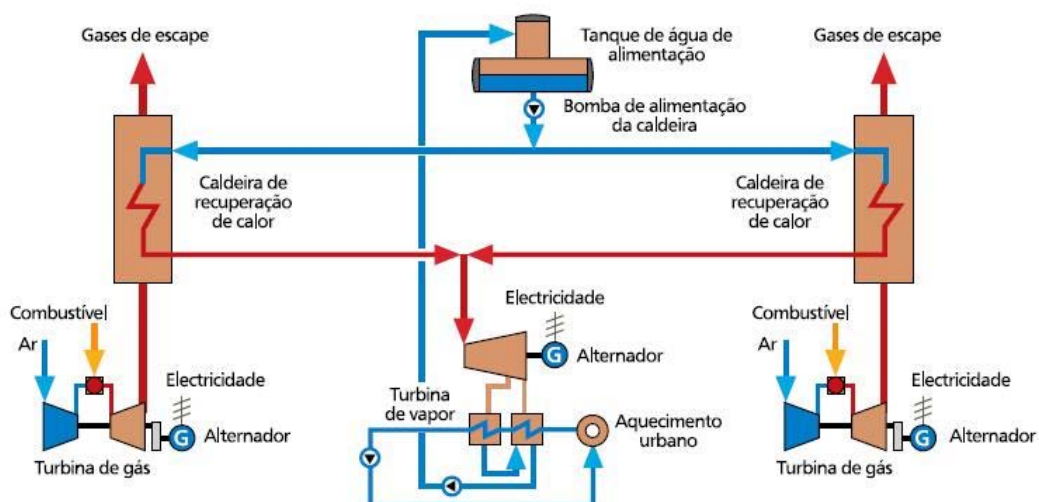


Figura 3.45 - Cogeração com ciclo combinado [57].

3.6.6 - Micro-turbinas

O termo micro-turbina, refere-se em geral, a um sistema de dimensões relativamente reduzidas composto por compressor, câmara de combustão, turbina e gerador eléctrico, uma constituição muito semelhante ao das turbinas a gás, com uma potência eléctrica total não superior a 300kW.

O princípio de funcionamento é em tudo semelhante ao das turbinas a gás, recorrem ao ciclo de *Brayton* [56]. O compressor comprime o ar, o qual é pré-aquecido usando um permutador de calor que recupera o calor dos gases de exaustão da turbina. O ar aquecido é então, misturado com o combustível na câmara de combustão. O calor libertado na combustão pode elevar a temperatura da mistura ar-combustível e, conseqüentemente a sua pressão. Ao passar pela turbina, a mistura expande-se e, desta forma transmite energia mecânica ao veio accionando o gerador e o compressor, figura 3.46.

Normalmente a velocidade de rotação do veio é muito elevada, da ordem das 50000 a 60000 rpm, pelo que se torna necessária uma montagem do tipo rectificador-inversor para posterior injeção na rede [48].

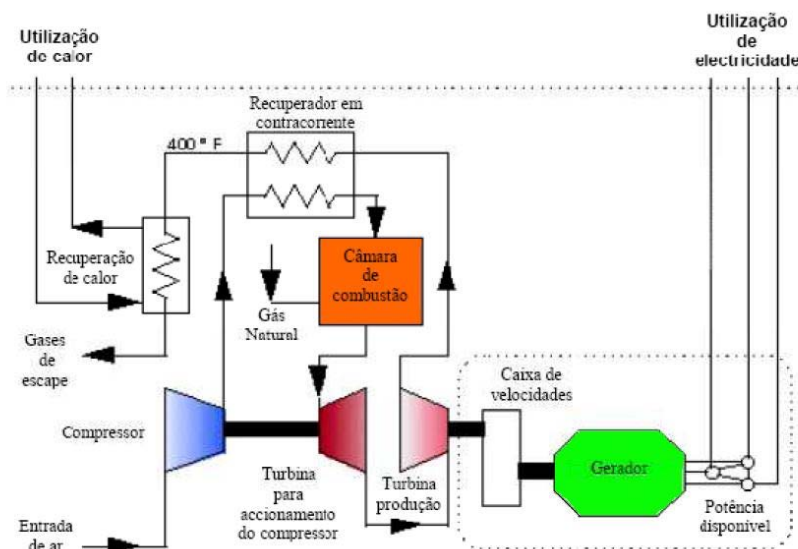


Figura 3.46 - Esquema de um sistema de micro-turbina [57].

Salientar que embora tenha sido feito referencia a micro-turbina a gás, vários tipos de combustíveis podem ser utilizados na maioria das micro-turbinas. Os mais comuns além do gás natural, são a gasolina sem chumbo, gasóleo, álcoois, o querosene, e o propano.

3.6.7 - Motores Stirling

O motor Stirling é um motor de combustão externa, pelo que difere substancialmente de uma instalação de combustão convencional em que o combustível é queimado no interior da máquina. Este motor foi desenvolvido pelo padre escocês Robert Stirling em 1816, auxiliado pelo seu irmão com o objectivo de substituir a máquina a vapor, com o qual este motor tem algumas semelhanças [61].

O motor Stirling simplificado é constituído por dois cilindro, um deles aquecido por uma fonte de calor externa e o outro arrefecido, também por uma fonte externa. As câmaras de combustão dos dois cilindros encontram-se ligadas por um canal, e os pistões que se encontram dentro das câmaras estão mecanicamente articulados entre si.

O princípio de funcionamento do motor Stirling é bastante simples, o que ainda hoje surpreende muitos, o calor é fornecido ao motor por uma fonte externa (que pode ser um gás combustível), causando a expansão do fluido de trabalho, por exemplo o hélio, provocando assim o movimento de um dos pistões, no interior de um cilindro. O referido pistão é designado por pistão de trabalho, enquanto o outro é designado por pistão de deslocamento, pois este transfere o gás para uma zona arrefecida, onde é comprimido pelo pistão de trabalho. O pistão de deslocamento transfere o gás comprimido ou ar para uma secção quente da máquina e o ciclo continua [23]. Pode-se assim afirmar que o motor Stirling é um motor de ciclo fechado, que implica que o gás esta idealmente dentro do motor.

O motor Stirling tem menos partes móveis do que os motores convencionais, e não inclui quaisquer válvulas, injectores de combustível ou sistema de ignição por faísca. Em relação ao combustível, este tipo de máquina é verdadeiramente multi-combustível, pois pode usar etanol, gasolina, metanol, gás natural, diesel, biodiesel, biogás, GPL, energia solar, calor

geotérmico entre outros. Basta que haja diferença de temperatura entre a câmara fria e a câmara quente para produzir trabalho. A figura 3.47, ilustra o funcionamento deste motor.

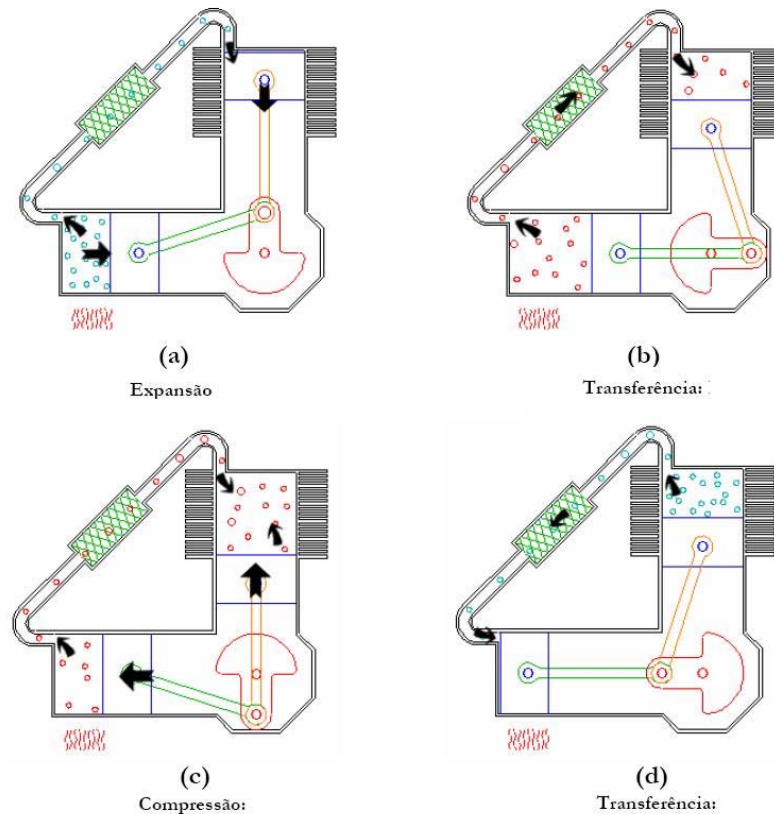


Figura 3.47- Princípio de funcionamento do motor Stirling [23].

Resumidamente, o seu funcionamento é composto por quatro fases e executado em dois tempos, essas fases são descritas de seguida:

Expansão: a maior parte do gás no sistema é impelida para o cilindro quente. O gás aquece e expande-se, accionando assim os dois pistões.

Transferência: nesta fase, o gás continua a expandir-se. A maior parte do gás encontra-se ainda no cilindro quente, contudo, o momento do volante leva o veio de manivelas a descrever um movimento de 90°, transferindo todo o gás para o cilindro frio.

Compressão: o gás é expandido no cilindro frio, arrefecendo e consequentemente contraindo-se, puxando os dois pistões para fora.

Transferência: nesta última fase o gás comprimido ainda se encontra no cilindro frio. O momento do volante leva o veio de manivelas a descrever outro movimento de 90°, transferindo o gás para o cilindro quente para completar o ciclo [23, 62].

O gás usado nos modelos mais simples é o ar, no entanto para potências e rendimentos mais elevados, recorre-se ao hélio ou ao hidrogénio pressurizado, pois tratam-se de gases com maior condutibilidade térmica e menor viscosidade, diminuindo assim a resistência ao escoamento e o tempo de transporte da energia térmica [23].

O motor Stirling pode ter 3 configurações básicas, Alfa (com cilindros em V), Beta (com êmbolos co-axiais num mesmo cilindro) e Gama (com cilindro em linha).

Teoricamente, este motor é a máquina térmica mais eficiente possível, sendo que alguns protótipos atingiram valores de 45%, superando os motores de combustão interna.

Pode-se assim dizer que o motor Stirling é uma tecnologia com várias décadas de existência, mas que não teve grande desenvolvimento devido ao aparecimento dos motores eléctricos.

De momento estão a ser feitos estudos na Holanda, Dinamarca e no continente Australiano, sobretudo ao nível de motores de baixas potências para aplicações de produção de energia em ambiente residencial.

Apesar de tudo apresenta um investimento inicial praticamente duplicado em relação aos motores de combustão interna [23].

3.6.8 - Micro-cogeração

A micro-cogeração é uma das tecnologias de microgeração actualmente existentes no mercado, ou em fase de desenvolvimento.

A definição de micro-cogeração, em termos do valor limite da potencia eléctrica, é alvo de discussão. Com efeito, a legislação sobre este assunto é manifestamente diferente de país para país. Em termos de legislação portuguesa, o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, que estabelece o regime jurídico aplicável à produção de energia eléctrica por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de microgeração, considera como limite de potência para essas unidades de 150kW [23].

De salientar que tem existido tentativas para uniformizar o conceito de micro-cogeração, a prova disso é a Directiva Europeia de Promoção da cogeração que qualifica como unidade de micro-cogeração como uma unidade de cogeração de pequena dimensão cuja capacidade máxima seja inferior a 50kW.

Os equipamentos de micro-cogeração funcionam tipicamente vocacionados para o aquecimento, fornecendo água quente para aquecimentos centralizados e AQS, entre outros, em diversos tipos de instalações, mas fundamentalmente em edifícios residenciais e de serviços. Embora poucas já existem alguns exemplos de instalações de micro-cogeração no Sector dos Serviços (Hospitais, Piscinas e estações de tratamento de águas residuais), sendo que a tecnologia maioritariamente utilizada é a do motor de combustão interna [16]

A título de curiosidade, segundo dados da COGEN Europe, Portugal apresenta elevado potencial técnico de mercado para a cogeração com potência eléctrica inferior a 150 kW. O potencial destas aplicações inclui fundamentalmente centros comerciais, centros desportivos, hotéis, hipermercados, hospitais, tudo isto no Sector de Serviços, além de alguma pequena indústria, condomínios residenciais, instalações agrícolas que requeiram água quente e estações de tratamento de águas residuais [23, 62].

3.7 - Pilhas de Combustível

Uma Pilha de Combustível é um sistema constituído por várias células de combustível ligadas em série, estas são dispositivos electroquímicos que convertem directamente e sem combustão a energia química contida no combustível em energia eléctrica.

As pilhas de combustível podem ter diferentes tamanhos consoante a aplicação, podendo produzir pequenas quantidades de potência eléctrica para alimentar computadores, rádios portáteis, ou então, grandes potências eléctricas destinadas a ligações a rede.

3.7.1 - Perspectiva Histórica

As pilhas de combustível são conhecidas pela ciência há mais de 150 anos, embora fossem consideradas uma grande curiosidade do século XIX, elas foram alvo de intensas pesquisas principalmente durante a Segunda Guerra Mundial.

O Inglês *Sir William Grove* (1811-96) é conhecido por ser o criador da pilha de combustível, no entanto *Sir Humphry Davy* foi o primeiro a produzir electricidade a partir de reacções químicas produzidas numa célula. A célula era formada por um ânodo de carbono, usando uma solução de ácido nítrico (HNO_3) como electrólito, só que esta sua contribuição não teve impacto suficiente para poder ser seguida e desenvolvida [63].

Em 1839 o cientista amador *Grove* desenvolveu um trabalho com outro impacto, por acidente durante uma electrólise experimental da água que na altura já era conhecida. Quando *Sir William Grove* desligou a bateria da electrólise ligando os dois eléctrodos juntos, observou que a corrente fluía no sentido oposto consumindo os gases do hidrogénio e do oxigénio, figura 3.48, o nome que deu a este mecanismo foi de “*gas battery*” [64].

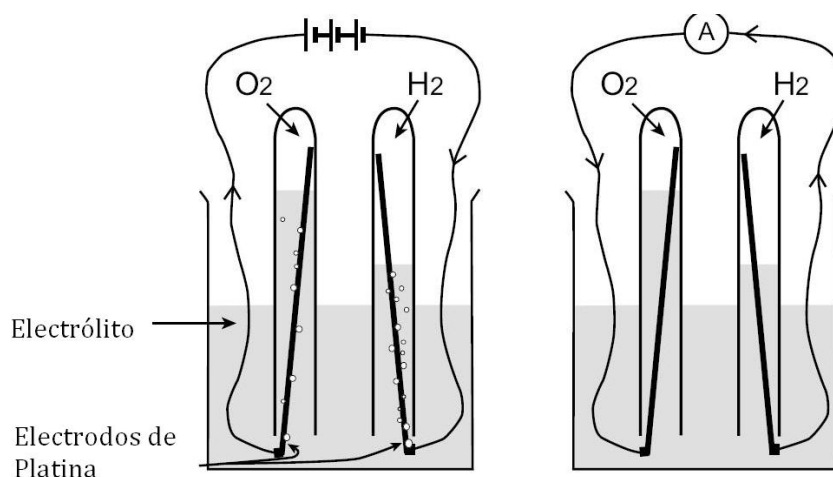


Figura 3.48 - Princípio de funcionamento da electrólise à esquerda, e da célula de combustível à direita [65].

Esta *gas battery* consistia em eléctrodos de platina colocados em tubos de teste em hidrogénio e oxigénio, imersos numa solução diluída de ácido sulfúrico, obtendo com este processo cerca de 1V.

Mais tarde em 1842, *Grove* construiu uma fonte de energia usando vinte e seis células em serie formando a “*gas chain*” e foi o primeiro a notar um dos problemas que ainda hoje é alvo de estudos, a corrosão dos eléctrodos e a instabilidade dos materiais [64]. Após este problema *Sir Grove* dedicou-se a procura de um electrólito mais adequado para o efeito de modo a rentabilizar as referidas células, no entanto todos os resultados que obteve nunca foram satisfatórios.

No ano de 1939 o engenheiro *Francis T. Bacon* começou uma investigação fundamental nas células de combustível. *Bacon* na altura trabalhava para a conhecida indústria de turbinas Britânica a *Parson*, desde então insistia na importância de evitar a utilização de platina (pois era muito dispendiosa) e o ácido sulfúrico no banho electrolítico (pois este era muito corrosivo) [63]. A chave do seu sucesso foi a utilização de eléctrodos de níquel com duas camadas de poros, em que a camada mais pequena estaria em contacto com o electrólito que era alcalino e menos corrosivo [64].

Em 1959, *Bacon* conseguiu realizar um projecto perfeito, onde foi capaz de demonstrar um sistema de 5kW, onde fornecia energia a uma máquina de soldar, este projecto foi denominado como “*Bacon Cell*”.

A NASA foi a primeira grande instituição a mostrar interesse nas pilhas de combustível como gerador prático, onde passou a introduzi-las nas programas espaciais como fonte auxiliar de energia para os veículos espaciais, estas forneceram energia às naves *Gemini* e *Apollo*.

Desde então a curiosidade e a procura por novas formas de produção de energia eléctrica levaram a novas descobertas na área das pilhas de combustível, existindo vários factores que limitaram e limitam o desenvolvimento e comercialização, nomeadamente custos de fabrico e do combustível.

Em Portugal as primeiras aplicações das pilhas de combustível deram-se a Fevereiro de 2004, com aplicações nos veículos (autocarros), constituindo uma iniciativa pioneira, integrada no âmbito do projecto Clean Urban Transport in Europe (CUTE), de que o Porto é uma das nove cidades Europeias pertencentes a esta iniciativa [66].

3.7.2 - Princípio de funcionamento das células de combustível

O princípio de funcionamento de uma célula de combustível assemelha-se ao de uma bateria. É composta por um ânodo e por um cátodo, ambos porosos, cada um revestido num dos lados por uma camada catalisadora de platina e separados por um electrólito.

O electrólito pode ser um meio líquido ou um meio sólido, e tem grande importância no desempenho da célula. O tipo de electrólito determina, a natureza e pureza do combustível e do oxidante, a temperatura de funcionamento da pilha de combustível e o desenho da pilha de combustível [63].

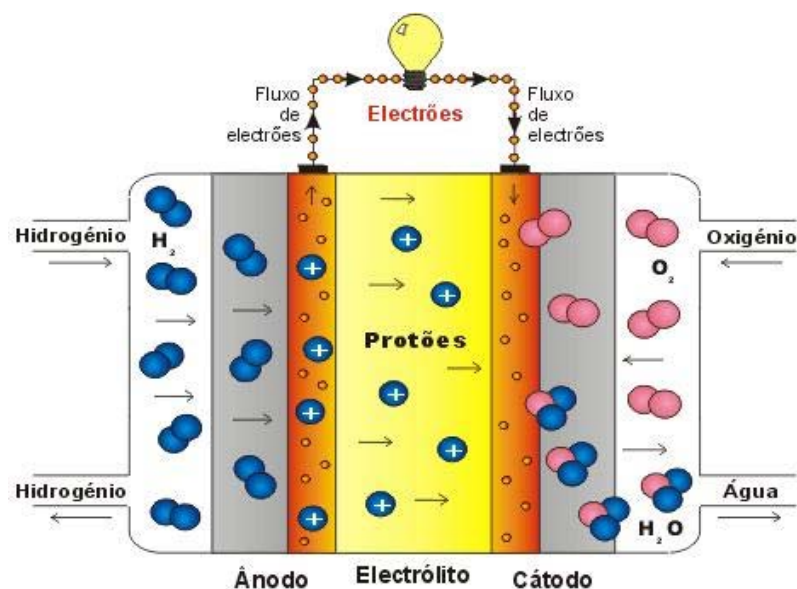
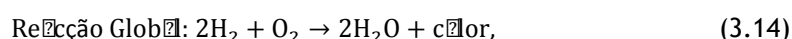


Figura 3.49 - Princípio de funcionamento de uma célula de combustível [64].

O eléctrodo positivo (ânodo) é alimentado pelo combustível, enquanto que o eléctrodo negativo (cátodo) é alimentado pelo oxidante. O combustível é oxidado electroquimicamente

na superfície do ânodo enquanto o oxidante é electroquimicamente reduzido na superfície do cátodo. Os electrões libertados pelas reacções electroquímicas são captados pela placa de platina e conduzidos até ao circuito eléctrico até ao cátodo, originando uma corrente eléctrica contínua. Os iões (neste caso protões) são transportados do ânodo para o cátodo através do electrólito, onde se associam às moléculas de oxigénio formando moléculas de água [67].

No caso mais simples em que o combustível é o hidrogénio molecular as reacções electroquímicas que ocorrem são as seguintes:



Uma célula de combustível apenas só produz uma tensão de cerca de 1 V, pelo que é usual associarem-se várias células de combustível em serie, como foi referido anteriormente, de modo a formar a denominada pilha de combustível que poderá fornecer mais facilmente uma tensão utilizável, esta característica surge como uma das grandes vantagens das pilhas de combustível, pois podemos ter a mais variada gama de potências[67].

O rendimento eléctrico de uma pilha de combustível é superior ao que se obtém no caso dos motores de combustão, pois estes para gerarem energia eléctrica, o seu combustível precisa de sofrer varias conversões (química → termica → mecânica → eléctrica), dando resultado em sucessivas perdas de energia[63].

Numa célula de combustível, durante o processo de conversão da energia química em energia eléctrica, liberta-se calor, o que leva a que o rendimento não seja muito elevado, no entanto o aproveitamento do calor libertado, ou seja, trabalhando através de ciclos combinados, permite atingir rendimentos na ordem de 80%.

Actualmente as pilhas de combustível, apresentam uma evolução, na durabilidade, na diminuição de custos e sendo “amigas” do ambiente, sendo só uma questão de tempo até que estas façam parte da vida das pessoas como ocorreu com os computadores pessoais.

1.2.1 - Tipos de Células de Combustível

As células de combustível, como afirmado anteriormente classificam-se tendo em atenção a vários parâmetros, nomeadamente o electrólito, a temperatura de funcionamento, o combustível requerido entre outros factos. Estas características, por sua vez afectam o tipo de aplicação em que estas podem ser usadas. Actualmente existem cinco tipos principais de células [63]:

- Célula de Combustível Alcalina (*Alkaline Fuel Cell* (AFC));
- Célula de Combustível de Carbonatos Fundidos (*Molten Carbonate Fuel Cell* (MCFC));
- Célula de Combustível de Ácido Fosfórico (*Phosphoric Acid Fuel Cell* (PAFC));
- Célula de Combustível de Óxidos Sólidos (*Solid Oxid Fuel Cell* (SOFC));
- Célula de Combustível de Membrana de Permuta Protónica (*Proton Exchange Membrane* (PEM));

3.7.3 - Célula de Combustível Alcalina (AFC)

As células de combustível alcalinas foram o primeiro tipo de células de combustível a aparecer, tendo sido desenvolvidas por *Francis T. Bacon*. Neste tipo de células o electrólito usado é uma solução concentrada de hidróxido de Potássio (KOH) para temperaturas elevadas e menos concentrada para temperaturas inferiores [68].

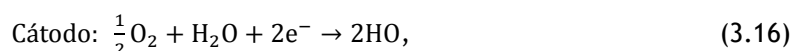
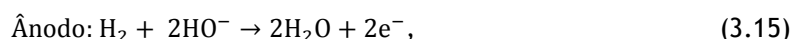
As células de combustível alcalinas apresentam um grande problema, pois o electrólito reage facilmente com o dióxido de carbono (CO_2), formando carbonatos de sódio que por sua vez degradam gradualmente o electrólito, o que provoca obstrução dos poros dos eléctrodos, diminuindo assim eficiência da célula [64, 68].

Sendo assim o hidrogénio utilizado tem de ser molecularmente puro não contendo CO_2 na sua constituição e o ar tem de ser limpo de modo a não acontecer os inconvenientes já mencionado. Assim caso se utilizem combustíveis fosseis para obter hidrogénio este tem de passar por vários processos de forma a obter um gás rico em hidrogénio [5]. O problema das velocidades de reacção baixas (quando funciona a baixas temperaturas), é superado com o uso de platina impregnada nos eléctrodos porosos e operando a pressões elevadas, este senão para alguns foi aproveitado pela NASA para algumas viagens espaciais. O funcionamento destas células a temperaturas baixas, minimizam os problemas de corrosão dos constituintes da mesma o que no fundo também se torna numa vantagem [68].

O rendimento energético deste tipo de células é da ordem dos 70%, em relação ao preço são bastante baratas, fazendo com que esta tecnologia penetre no mercado mais facilmente [69].

Em relação as reacções electroquímicas que acontecem no interior da AFC, no ânodo acontecem reacções de oxidação que se traduz na perda de electrões por parte das substâncias activas, já no cátodo, dão-se reacções de redução que se traduzem num ganho de electrões por parte das substâncias activas.

Na equação 3.15 e 3.16 estão representadas as reacções que se dão tanto no ânodo como no cátodo [68].



3.7.4 - Célula de Combustível de Carbonatos Fundidos (MCFC);

As células de combustível de carbonatos fundidos, na sua constituição apresentam ânodos de níquel, cátodos porosos constituídos por um material à base de lítio e óxido de níquel, enquanto que o seu electrólito é uma combinação de carbonatos alcalinos (Na, K, Li), que são estabilizados num suporte de LiAlO_2 [64].

Estas células apresentam a vantagem de operarem a altas temperaturas (600-700°C) e permitem a utilização de gás natural directamente sem qualquer tipo de processo para eliminação de alguma impureza que possam causar efeitos indesejados ao seu funcionamento. A altas temperaturas, os carbonatos alcalinos formam um sal que possui alta condutividade de iões (ião carbonato (CO_3^{2-})).

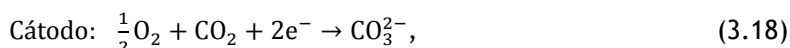
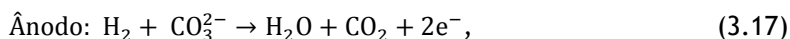
Uma outra particularidade destas células de combustível é a necessidade que estas possuem em CO_2 existente no ar, para o seu funcionamento.

Em relação ao rendimento eléctrico este ronda os 65%, e o seu tempo de vida ronda as 40000 horas, mas devido às altas temperaturas de funcionamento, esta tecnologia de células possibilita a integração de turbinas de gás/vapor elevando assim o rendimento global do sistema para 70% - 80% quando alimentados a gás natural.

Apesar da aparente simplicidade e funcionalidade estes factos são contrapostos com a natureza do electrólito, que é extremamente corrosivo devido a uma mistura quente e corrosiva de lítio, potássio e carbonatos de sódio [64] [68].

Em relação as reacções electroquímicas em jogo, estas traduzem-se na reacção do oxigénio absorvido com o CO_2 do ar que origina iões CO_3^{2-} , que por sua vez migram através do electrólito com o fim de reagir com o hidrogénio do ânodo formando água, CO_2 e energia.

Na equação 3.17 e 3.18 estão representadas as reacções que se dão tanto no ânodo como no cátodo [68].



3.7.5 - Célula de Combustível de Ácido Fosfórico (PAFC);

As células de combustível de Ácido Fosfórico foram desenvolvidas pela *General Electric Company* (GE), sendo desenvolvidas para o mercado de geração de energia em média escala. Foram as primeiras a serem produzidas comercialmente, sendo possível encontrar muitas unidades de 200 kW espalhadas por todo o Mundo.

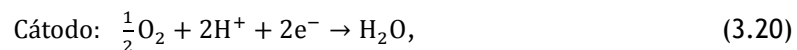
Estas células operam na gama de temperaturas 160°C - 220°C, utilizando como electrólito o ácido fosfórico fundido (H_3PO_4) como o nome da célula indica. Em comparação com outros ácidos comuns, o ácido fosfórico é mais estável, permitindo que estas células produzam electricidade a temperaturas mais elevadas (220°C) [64].

Em relação aos eléctrodos a célula necessita que estes sejam constituídos por platina ou outro metal nobre. Tal como as células de combustível alcalinas, estas células também são sensíveis ao envenenamento ao monóxido de carbono, daí os combustíveis utilizados tais como o metanol, etanol, biogás, implicarem cuidados adicionais, com o fim de evitar a corrosão do ânodo [69]. Quando alimentadas a gás natural requerem que este seja transformado num gás rico em hidrogénio utilizando vários processos.

O rendimento deste tipo de células é de 45 % podendo elevar-se ate aos 85% quando integrando sistemas de cogeração para aproveitamento térmico [63].

Em relação as reacções electroquímicas que acontecem no interior da célula, os electrões libertados pela separação da molécula de hidrogénio no ânodo são captados e transportados pelo circuito eléctrico até ao cátodo, já no cátodo, dão-se reacções de redução que se traduzem num ganho de electrões por parte das substâncias activas, dando origem a água.

Na equação 3.19 e 3.20 estão representadas as reacções que se dão tanto no ânodo como no cátodo [64].



3.7.6 - Célula de Combustível de Óxidos Sólidos (SOFC);

As células de combustível de óxidos sólidos começaram por ser desenvolvidas nos anos sessenta pela empresa *Westinghouse*, em que os seus principais componentes eram a base de materiais cerâmicos. Funcionam na gama de temperaturas de 600-1000°C, podendo atingir temperaturas superiores a 1500°C.

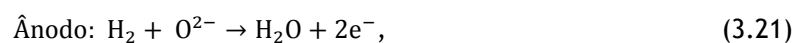
O electrólito utilizado encontra-se no estado sólido sendo um metal óxido e não poroso, normalmente Y_2O_3 estabilizado em ZrO_2 , sendo conhecido pela sua grande capacidade de transportar os iões de O^{2-} entre os eléctrodos. Tipicamente o ânodo é de Co-ZrO_2 ou NiZrO_2 e o cátodo de Sr-LaMnO_3 [68].

O rendimento deste tipo de células é de 50 %, mas devido às elevadas temperaturas de funcionamento este rendimento pode subir até os 70%, quando associada a uma turbina a vapor [63].

Tal como as células de combustível de carbonatos fundidos estas células por funcionarem a elevadas temperaturas permitem o uso de vários tipos de combustível como o carvão gaseificado, metanol, diesel, nafta e gás natural. As elevadas temperaturas permitem o uso do gás natural sem que este passe por um processo de tratamento pois este é convertido internamente, isto reduz a complexidade destas células quando comparadas com as células que funcionam a baixas temperaturas e que requerem a geração de hidrogénio com um processo adicional [68].

No entanto os materiais que constituem as células sendo a base de cerâmica, levam a dificuldades adicionais na sua utilização, outro dos problemas está ligado ao electrólito, pois este é extremamente caro [64, 68].

Na equação 3.21 e 3.22 estão representadas as reacções que se dão tanto no ânodo como no cátodo [64].



3.7.7 - Célula de Combustível de Membrana de Permuta Protónica (PEM)

As células de combustível de membrana de permuta protónica possuem este nome devido à membrana polimérica especial usada como electrólito. Esta membrana permite uma boa permuta de protões H^+ entre o ânodo e o cátodo [64].

No início do ano de 1960 foi feito um grande avanço na tecnologia das células de combustível, este avanço foi realizado pela GE através do trabalho de *Thomas Gruhh* e *Leonard Niedrach*. Estes cientistas desenvolveram a primeira membrana de polímero para utilizar como electrólito nas células de combustível [65].

O combustível mais usado é o hidrogénio puro, que pode ser obtido a partir de combustíveis ricos em hidrocarbonetos tal como o gás natural e o metanol, por sua vez o oxigénio necessário para o funcionamento da célula é obtido directamente do ar.

Os únicos resultantes do funcionamento deste tipo de célula são a energia e a água, evitando-se assim problemas de corrosão. A presença da água é de extrema importância para o funcionamento da célula pois a membrana necessita de estar hidratada durante o funcionamento da Célula [64].

Assim devido à necessidade de humificação da membrana as temperaturas de funcionamento deste tipo de células são usualmente inferiores a 100°C, sendo assim é necessário o uso de um catalisador para aumentar a velocidade de reacção do sistema. O catalisador usado é a platina, em pequenas quantidades e como se trata de pequenas quantidades de platina o seu custo representa uma pequena parcela no custo do total do sistema.

Este tipo de células tem um tempo de vida longo devido ao seu processo de fabrico simples e aos processos de corrosão inexistente [68].

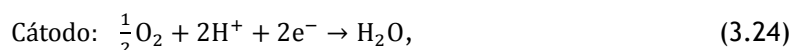
Em relação ao rendimento eléctrico este encontra-se entre os 45% e 50%, e o facto de apresentarem um rendimento elevado assim como uma elevada densidade energética ($>1\text{W}/\text{cm}^2$), torna-as interessantes para aplicações no sector automóvel.

Existe ainda uma variante importante deste tipo de células, que são as células de combustível com alimentação directa de metanol, como o nome indica este tipo de tecnologia permite a utilização do metanol sem pré-tratamento, e como combustível o metanol apresenta varias vantagens em relação ao hidrogénio, para além de ser líquido à temperatura ambiente, este pode ser facilmente transportado e armazenado [70] [68].

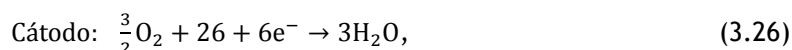
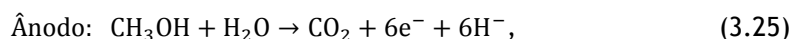
Estas células, podem operar quer com electrólitos alcalinos como com electrólitos ácidos, um dos problemas inerentes a utilização de electrólitos alcalinos traduz-se na acumulação de carbonatos levando a optar-se por meios alcalinos. Outros problemas desta tecnologia são o sobrepotencial electroquímico do ânodo, o que torna a célula menos eficiente, e o facto de o metanol se difundir através da membrana do ânodo até ao cátodo [64].

Actualmente esta tecnologia reduz-se ainda a alguns protótipos, mas para já os resultados são satisfatórios, sendo uma das tecnologias que poderá ter grande aplicação nos transportes, bem como em aplicações de produção distribuída de energia eléctrica.

Na equação 3.23 e 3.24 estão representadas as reacções que se dão tanto no ânodo como no cátodo da célula de combustível de membrana de permuta protónica



Na equação 3.25 e 3.26 estão representadas as reacções que se dão no ânodo e no cátodo das células de combustível com alimentação directa de metanol [4].



Após a análise dos tipos de células de combustível, chega-se a conclusão que estas são caracterizadas tendo em atenção vários parâmetros, na tabela 3.3 encontram-se resumidas as características das mesmas.

Tabela 3.3 - Tipos de células de combustível e principais características [63, 68, 71].

	AFC	PEMFC	SOFC	PAFC	MCFC
Electrólito	KOH (Hidróxido de Potássio)	Membrana de polímero	Óxidos de Ytria	Ácido fosfórico	Lítio, potássio, carbonato fundido;
Combustível	H ₂ puro	H ₂ puro (tolera CO ₂)	CH ₄ , H ₂ , CO outros hidrocarbonetos (tolera CO ₂)	H ₂	CH ₄ , H ₂ , CO outros hidrocarbonetos (tolera CO ₂)
Oxidante	Ar + H ₂ O (s/CO)	Ar (s/CO)	Ar	Ar (s/CO)	Ar + CO ₂
Ião condutor	OH ⁻	H ⁺	O ²⁻	H ⁺	CO ₃ ²⁻
Rendimento eléctrico (%)	55-70	30- 45	45-60	35-45	45-55
Gama de potências	10-200kW	3-250kW	1-10MW	100-200kW	250KW-5MW
Temperatura de funcionamento (°C)	60-90	70-80	800-1000	160-220	600-650
Aplicações	Muito utilizada pela NASA	Veículos ligeiros, potencialmente são ainda aplicações mais pequenas como substitutas das baterias recarregáveis	Processos industriais, cogeração, centrais eléctricas.	Hospitais, centros médicos, hotéis, escritórios, escolas, centrais de produção de energia, etc.	Hospitais, edifícios de comércio, cogeração.

Uma característica fundamental das células ou das pilhas de combustível é a sua temperatura de funcionamento, sendo assim agrupam-se na categoria de baixa temperatura e alta temperatura.

Esta necessidade de agrupamento surge das diferentes características dos sistemas eléctricos em que vão estar inseridas. As células de combustível dos tipos AFC, PEMFC e PAFC agrupam-se na categoria de baixa temperatura de funcionamento, já a MCFC e SOFC correspondem à categoria de alta temperatura de funcionamento. Na tabela 3.4 estão agrupadas as células de combustível perante a categoria a que pertencem, as suas vantagens, e desvantagens.

Tabela 3.4 - Principais tipos de células de combustível, classificadas segundo a temperatura de funcionamento [72].

	Pilhas de combustível de baixa temperatura (<250°C)	Pilhas de combustível de alta temperatura (>600°C)
Tecnologias aplicáveis	<ul style="list-style-type: none"> • Alcalinas (AFC) • Ácido Fosfórico (PAFC) • Membrana de permuta protónica (PEMFC) 	<ul style="list-style-type: none"> • Carbonatos Fundidos (MCFC) • Óxidos Sólidos (SOFC)
Vantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimento elevado; • Emissões reduzidas; • Potencial para redução significativa do custo resultante da produção em larga escala; • Arranque rápido; 	<ul style="list-style-type: none"> • Rendimento muito elevado; • Emissões reduzidas; • Processamento do combustível mais simples; • Não há necessidade de utilizar catalisadores de metais preciosos; • Não são danificados pelo CO; • Potências mais elevadas;
Desvantagens	<ul style="list-style-type: none"> • Potencial de cogeração limitado; • Processamento de combustível relativamente complexo; • Mais sensíveis ao CO; • Custo elevado (PAFC); • Requerem catalisadores de metais preciosos; 	<ul style="list-style-type: none"> • Mercado limitado inicialmente à produção de electricidade (o que reduz o potencial para a redução do custo); • Complexidade dos sistemas híbridos;

As pilhas de combustível de alta temperatura de funcionamento apresentam a vantagem de poderem ser acopladas turbinas a vapor ou a gás aumentando ainda mais o seu rendimento, podendo ser atingidos rendimentos superiores aos melhores das centrais térmicas convencionais como mostra a figura 3.50, outra das vantagens é a utilização de combustíveis sem necessidade de processos de conversão para eliminação de misturas de H_2/CO , este facto reduz a complexidade destes sistemas quando comparadas com os sistemas que possuem células que funcionam a baixas temperaturas e requerem a geração de hidrogénio como um processo prévio adicional.

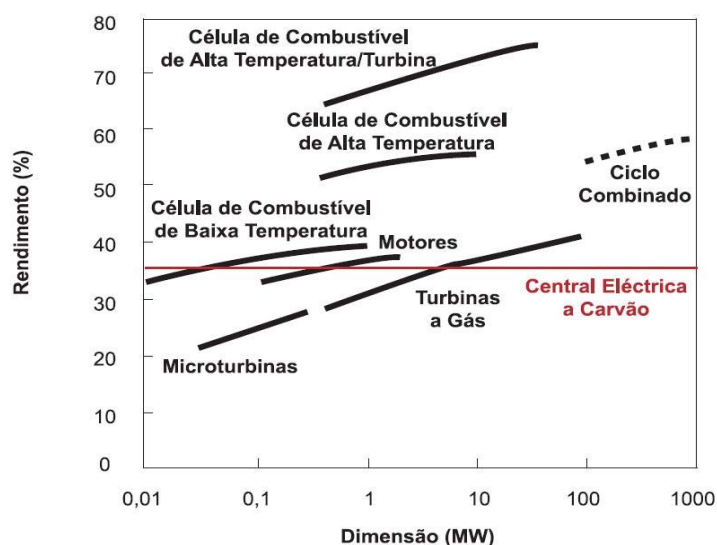


Figura 3.50 - Rendimento de diversas tecnologias de produção de energia [67].

Apesar das diferenças entre os tipos de células de combustível, o princípio de funcionamento é o mesmo.

Actualmente, encontra-se em desenvolvimento uma célula de combustível regenerativa, embora não sejam propriamente equipamentos para produção de energia eléctrica, decidiu-se apresentar uma síntese deste tipo de equipamento devido ao interesse que poderão vir a ter como suplementos aos sistemas de microgeração [67].

3.7.8 - Células de combustível regenerativas;

As células de combustível regenerativas situam-se algures entre uma célula de combustível e uma bateria. O seu funcionamento é baseado numa nova tecnologia de armazenamento e fornecimento de energia.

Em relação as células de combustível comuns a célula de combustível regenerativa apresenta uma diferença fundamental, pois ao invés de simplesmente transformar o combustível em energia eléctrica estas células também funcionam no “sentido” inverso, utilizando a energia eléctrica para produzir o combustível [73].

Em termos científicos as pilhas de combustível armazenam ou fornecem electricidade através de uma reacção electroquímica reversível entre dois electrólitos (neste caso sais), que se encontram em estado líquido [74].

Como electrólitos podem ser utilizados vários pares, entre eles o Sulfureto de Sódio e o Brometo de Sódio.

A reacção dá-se no interior de uma célula electroquímica que contem compartimentos, um para cada electrólito, separados fisicamente por uma membrana de permuta protónica, funcionando em ciclo fechado, na figura 3.51 está representado o esquema de funcionamento de uma célula de combustível regenerativa.

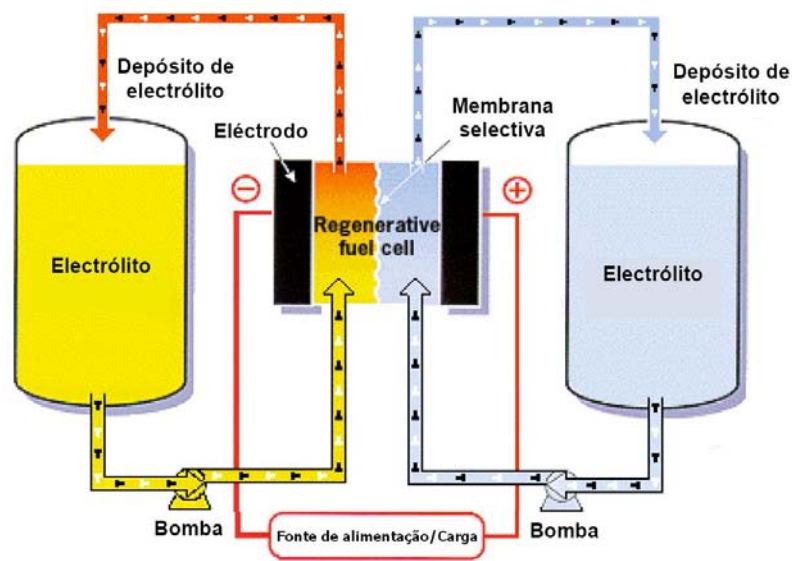


Figura 3.51 - Princípio de funcionamento de uma célula de combustível regenerativa [74].

À semelhança do que acontece com as outras células de combustível, neste caso também é possível agrupar várias de forma a criar a pilha de combustível.

Este tipo de tecnologia é recente sendo a NASA que a está a desenvolver para futura utilização espacial [73].

3.8 - Conclusão

Neste capítulo foi apresentado o conceito de microgeração onde foram apresentadas e descritas as tecnologias associadas à mesma.

As tecnologias descritas foram: Solar, Eólica, Cogeração e Pilhas de combustível. Todas as tecnologias foram analisadas de uma forma global mas sempre com o fim a aplicações de pequena escala.

Capítulo 4

Implementação de microgeração no sector residencial

4.1 - Introdução

Criadas as condições políticas para integração em larga escalas de microgeração na rede de distribuição nacional, juntamente com o interesse renovado na exploração de fontes de energias renováveis, torna-se urgente proceder à avaliação e quantificação dos seus impactos.

Daí neste capítulo abordar-se a legislação referente à actividade de microgeração, mais concretamente o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, apresentando as estatísticas desde a publicação da Lei referida, passando também pelos contributos da microgeração, tanto económicos, sociais ou mesmo para o ambiente e por fim salientar as barreiras a implementação da microgeração nos dias que correm.

4.2 - Legislação Vigente em Portugal referente à Microgeração

A legislação referente à microprodução como actividade de produção de electricidade tem sofrido algumas alterações nos últimos anos.

O conceito de pequeno produtor está desde há muito consagrado no ordenamento jurídico português. Com efeito a Lei n.º 2002 [75], de 16 de Dezembro de 1944 que promulgou a electrificação do país, a ela se refere a legislação subsequente sobre a matéria, reconhecendo tratar-se de uma realidade a ter em conta pela ordem jurídica.

Contudo, o âmbito da figura de pequeno produtor de energia eléctrica tem mudado nos últimos anos, sobretudo pelos “choques petrolíferos”, que evidenciaram o carácter finito das fontes mais vulgarmente utilizadas.

Assim, no seguimento da legislação anterior o Decreto-Lei n.º 20/81, de 28 de Janeiro veio estabelecer medidas a incentivar a autoprodução de energia eléctrica, restringindo porém, a qualidade de autoprodutor às pessoas singulares e colectivas que acessoriamente a produzissem. Nestas incluem-se as que produziam energia eléctrica a partir de resíduos ou subprodutos de recursos naturais renováveis, de afluentes ou através de técnicas de cogeração.

Após o Decreto-Lei n.º 20/81, o Governo alargou o conceito de autoprodutor através do Decreto-Lei n.º 149/86, de 18 de Junho, alterando a redacção de algumas disposições do Decreto-Lei n.º 20/81, reconhecendo igualmente o direito de produção de energia eléctrica às entidades que explorassem instalações exclusivamente produtoras de energia eléctrica.

No entanto, no ano de 1988, o Governo estabeleceu as regras aplicáveis à produção de energia eléctrica a partir de recursos renováveis e à produção combinada de calor e electricidade no Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, possibilitando a abertura do mercado energético a novos operadores [76] [77].

Posteriormente, com a aprovação em Julho de 1995, do conjunto de diplomas que deram um novo enquadramento jurídico ao SEN, a produção combinada de calor e electricidade passou a ser regida por um regime autónomo, no Decreto-Lei n.º 186/95 de 27 Julho.

No entanto em 1999 foi aprovado o Decreto-Lei n.º 168/99, no qual, reconheceu-se também, através da experiência com a aplicação vigente, a necessidade da valorização local da disponibilidade dos recursos endógenos, associado a necessidade de salvaguardar os interesses do mais favorável ordenamento e gestão do território, com destaque para as zonas sensíveis do ponto de vista ambiental. Neste contexto o Governo entendeu ser necessário ver o Decreto-Lei n.º 189/88, de 27 de Maio, com a redacção do Decreto-Lei n.º 168/99, de 18 de Maio introduzindo-lhe alterações indispensáveis ao estabelecer uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração e atribuindo destaque apropriado às tecnologias que estavam a emergir, como o caso da energia solar FV, evidenciando um elevado potencial, proporcionando-lhe condições, indispensáveis para a concretização de projectos exemplares [78].

No ano de 2001, é aprovado o Programa E4- Eficiência Energética e Energias Renováveis aprovado pela Resolução do Conselho de Ministros n.º 154/2001, de 19 de Outubro, veio dar corpo a um vasto conjunto de objectivos de políticas energéticas, visando potenciar o aproveitamento dos recursos endógenos, aumentar a eficiência energética e modernizar tecnologicamente o sistema energético nacional [79].

Deste modo adaptou-se a legislação favorecendo o acolhimento de novas soluções de produção de energia descentralizada e da inovação tecnológica, permitindo surgir em Portugal espaço para que a figura de produtor - consumidor integra-se no SEN.

No entanto, foi apenas o Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março, que regulou a actividade de produção de energia eléctrica em baixa tensão, definindo-se o estatuto de produtor-consumidor, sem prejuízo de continuar a manter a ligação à rede pública de distribuição de energia eléctrica, na tripla perspectiva de autoconsumo, de fornecimento a terceiros e de entrega de excedentes à rede. Este diploma foi de importância significativa pois estabeleceu o regime de direitos e deveres dos produtores - consumidores. Este era obrigado no entanto, a consumir 50% da sua energia produzida (eléctrica ou térmica) no local, podendo esta ser destinada a consumo próprio ou de terceiros para fins domésticos, comerciais, industriais ou de prestação de serviços. A restante energia poderia ser injectada na rede desde que não ultrapassa-se 150kW. O tarifário de remuneração inerente ao Decreto-Lei n.º 68/2002, foi enunciado pela Portaria 764/2002, onde era acrescida a tarifa de Baixa Tensão Especial (BTE) uma parcela de incentivo às tecnologias de microgeração [80].

Passados mais de cinco anos desde a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 68/2002 verificou-se que o número de sistemas de microgeração de electricidade licenciados e a funcionar ao abrigo do enquadramento legal não atingiu uma expressão significativa.

Assim, desta forma surgiu o Decreto-Lei n.º 363/2007, publicado em diário da república a 2 de Novembro de 2007, vindo simplificar o regime de licenciamento existente, substituindo-o por um regime simplificado de registo. Esta iniciativa enquadra-se no âmbito da Estratégia Nacional para a Energia, definida pela Resolução de Concelho de Ministros n.º 169/2005 de 2 de Outubro [25].

4.3 - Análise do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 Novembro de 2007 [25, 81]

Após cinco anos desde a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 68/2002, de 25 de Março, verificou-se que o número de sistemas de microgeração de electricidade licenciados e a funcionar ao abrigo deste enquadramento legal não atingiu uma expressão significativa.

Assim desta forma surgiu o Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, vindo simplificar significativamente o regime de licenciamento, tornando a microprodução mais atractiva. A entrada e a análise de projectos foram substituídos por uma base de dados de elementos-tipo preexistente que o produtor terá de respeitar, simplificando/encurtando um processo que demoraria vários meses a um processo simples de registo electrónico.

Dá-se a criação do Sistema de Registo de Microprodução (SRM), que é uma plataforma electrónica de interacção entre o produtor e Administração. No presente Decreto-Lei criou-se um regime simplificado de facturação e de relacionamento comercial, evitando-se a emissão de facturas e acertos de IVA pelos particulares, que se encontram substituídos pelos comercializadores. Assim o microprodutor recebe ou paga através de uma única transacção, englobando a electricidade consumida e produzida pelo microprodutor.

Foram criados dois regimes de remuneração: o regime geral e o regime bonificado. O regime geral é aplicado à generalidade das instalações, o regime bonificado é aplicado às fontes de energias renováveis, cujo acesso é condicionado à existência no local de consumo de colectores térmicos, no caso de produtores individuais, e da realização de auditorias energéticas e respectivas medidas, no caso de condomínios. O regime remuneratório é aplicado apenas à energia activa entregue a rede eléctrica. Este Decreto-Lei veio dar expressão a duas das medidas contempladas na Resolução do Concelho de Ministros n.º 169/2005, de 24 de Outubro, que aprovou a estratégia nacional para energia, no que respeita às linhas de orientação política sobre renováveis e eficiência energética.

4.3.1 - Produtor/Microprodutor

O produtor/microprodutor é a entidade que produz electricidade por intermédio de unidades de microprodução. Podem ser produtores de electricidade todas as entidades que disponham de um contrato de compra e venda de electricidade em BT. Sendo a unidade de microprodução integrada no local da instalação eléctrica de utilização.

O produtor deve entregar a electricidade em conformidade com as normas técnicas aplicáveis e de modo a não causar perturbações no normal funcionamento da rede pública de distribuição em BT.

O acesso à actividade de microprodução pode ser restringido pelo operador da rede de distribuição, este facto pode dever-se ao caso em que a instalação de utilização esteja ligada a um posto de transformação cujo somatório da potência dos registos aí ligados seja superior a 25% da potência do respectivo posto de transformação (PT).

4.3.2 - Regimes remuneratórios

Como já foi referido no Decreto-Lei n.º 363/2007, foram criados dois regimes de remuneração: o regime geral e o regime bonificado.

4.3.3 - Condições de acesso ao Regime remuneratório geral

Para o acesso ao regime remuneratório geral a potência de ligação é limitada a 50% da potência contratada com um máximo de 5,75 kW no caso de instalações não integradas em condomínios, situação em que esta limitação não é considerada. No caso de instalações integradas em condomínios onde não foi realizada auditoria energética ou não foram implementadas as medidas de eficiência identificadas na auditoria. Também nas restantes instalações onde não foram instalados colectores solares térmicos para aquecimento de água na instalação de consumo, com área mínima de 2 m² da área do colector.

A produção de energia por cogeração com base em energia não renovável é aplicado o regime geral. A tarifa de venda aplicável a venda de electricidade é a mesma que a tarifa aplicada a instalação de consumo.

Ou seja todos os produtores que não obtenham acesso ao regime remuneratório bonificado são considerados no regime geral.

4.3.4 - Condições de acesso ao Regime remuneratório bonificado

O regime bonificado é aplicável a unidades de microprodução limitadas a 50% da potência instalada e com potência de ligação até 3,68kWp que utilizem as seguintes fontes de energia: solar, eólica, hídrica, cogeração a biomassa, pilhas de combustível com base em hidrogénio proveniente de microprodução renovável e combinação destas fontes de energia na mesma unidade.

Os produtores que pretendam instalar unidades de cogeração a biomassa, esta terá de estar integrada no aquecimento do edifício.

No caso de condomínios, estes não necessitam de ter potência de ligação limitada a 50% da potência contratada, desde que realizem uma auditoria energética ao edifício e tenham implementado as medidas de eficiência energética identificados nessa auditoria com período de retorno de dois anos.

4.3.5 - Regime remuneratório bonificado

Todos os produtores no regime bonificado terão uma tarifa única de referência aplicável a energia produzida no ano de instalação e nos cinco anos civis seguintes. Esta tarifa até aos 10 MW de potência de ligações registadas a nível nacional será de 650€/MWh. Por cada 10 MW adicionais de potência de ligação registada, a tarifa única aplicável é sucessivamente reduzida de 5%.

Após o período de cinco anos e num período adicional de dez anos, aplica-se à instalação de microprodução a tarifa em vigor a 1 de Janeiro desse mesmo ano, às novas instalações que sejam equivalentes. Ao fim destes 15 anos, aplica-se a tarifa do regime geral em vigor.

A electricidade vendida encontra-se limitada tanto para a microprodução solar como para a restante microprodução em que os máximos são os seguintes:

- Solar: 2,4 MWh/ano;
- Restante: 4 MWh/ano;

,por cada kilowatt instalado.

A potência de ligação registada no regime bonificado é sujeita a um limite anual de 10 MW, aumentando anualmente sucessivamente 20 %, figura 4.1.

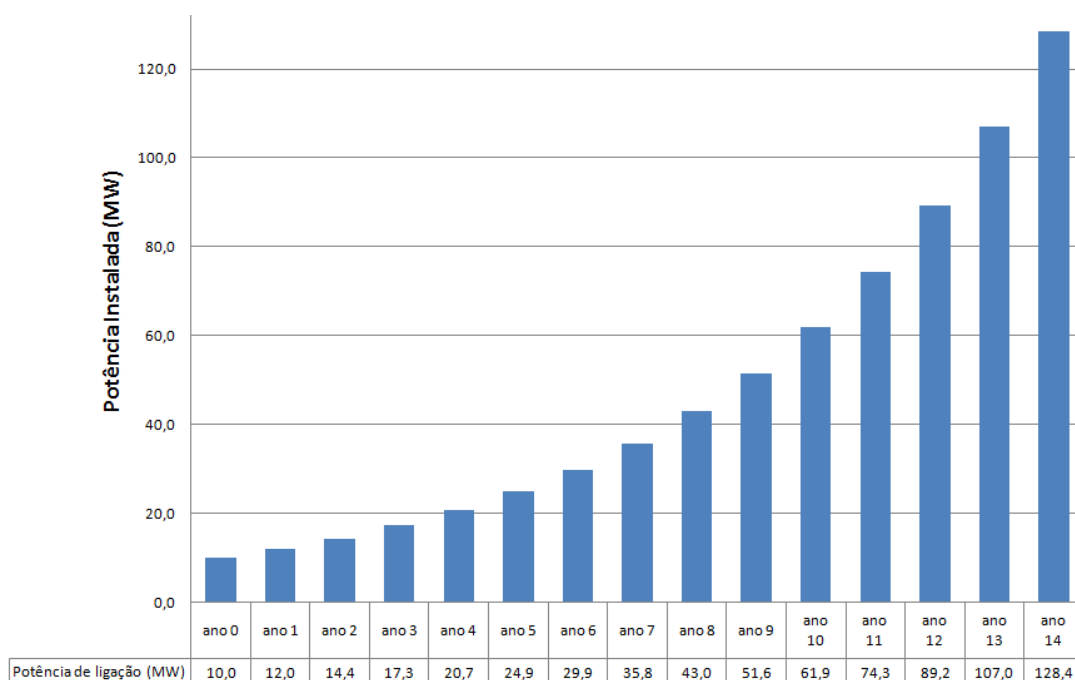


Figura 4.1 - Potência máxima instalada em cada ano

4.3.6 - Tarifa de referência no ano de 2009

A tarifa a aplicar é função da tecnologia de energia utilizada, ou da combinação de tecnologias utilizadas, esta tarifa esta representada na tabela 4.1.

Desde Abril de 2009 que a tarifa de referência encontra-se no valor de 617,5€/MWh e a potência de ligação encontra-se limitada a 12 MW.

Tabela 4.1 - Tarifa de remuneração consoante a tecnologia utilizada [25]

Tecnologia utilizada na unidade de microprodução	Percentagem a aplicar a tarifa de referência (%)	Tarifa (€/kWh)
Solar	100	0,6175
Eólica	70	0,4323
Hídrica	30	0,1853
Cogeração a Biomassa	30	0,1853
Pilhas de combustível com base em hidrogénio obtido através de microprodução renovável	*	*

- * Tarifa aplicável à tecnologia renovável utilizada na produção de Hidrogénio;

A tarifa aplicada a unidades de microprodução com combinação de tecnologias de energia é a média ponderada das percentagens individuais correspondentes às diferentes tecnologias ponderadas.

A tarifa de venda para sistemas híbridos/combinações é obtida através da equação seguinte:

$$T_V = \frac{LME_{PS}(T_R \times P_S) + LME_{RP}[0,7(T_R \times P_E) + 0,3T_R(P_H + P_B)]}{LME_{PS}P_S + LME_{RP}(P_E + P_H + P_B)}, \quad (4.1)$$

Onde:

- T_V : Tarifa de venda;
- T_R : Tarifa de referência;
- P_S : Potência Solar;
- P_E : Potência Eólica;
- P_H : Potência Hídrica;
- P_B : Potência Biomassa;
- LME_{PS} : Limite máximo anual de produção solar;
- LME_{RP} : Limite máximo anual das restantes produções;

Onde P_H e P_B consideram-se nulas e que os limites de produção são fixados em $LME_{PS} = 2,4$ MW/ano por kW instalado e $LME_{RP} = 4$ MW/ano por kW instalado. Simplificando a expressão 4.1, obtêm-se a expressão 4.2:

$$T_V = \frac{2,4 \cdot (T_R \times P_S) + 4,0 \cdot [0,7(T_R \times P_E)]}{2,4 \cdot P_S + 4,0 \cdot P_E}, \quad (4.2)$$

• Evolução da Tarifa de referência

Para efeitos de cálculo de evolução da tarifa de referência e conforme o n.º 1 do artigo 11º do Decreto-Lei n.º 363/2007 o ano de instalação corresponde à data e hora do registo da instalação efectuada pelo candidato a microprodutor aquando da candidatura. E para efeitos de contagem de tempo em que se garante a tarifa única de referência, o ano de instalação (ano zero) é o ano em que a unidade de microprodução foi ligada à rede pública.

No ano de ligação e da instalação e nos cinco anos civis seguintes é garantida ao produtor a tarifa de referência em vigor na data de ligação, após este período de tempo e durante mais dez anos a tarifa garantida ao produtor será a tarifa referência que vigorar a 1 de Janeiro, de cada ano. Findo o período de dez anos, aplica-se a tarifa do regime geral em vigor, de seguida na figura 4.2 apresenta-se um gráfico da evolução da tarifa a aplicar no início de cada ano considerando que a potência de ligação máxima é atingida anualmente. De notar que a tarifa do regime bonificado não poderá ser inferior à tarifa do regime geral.

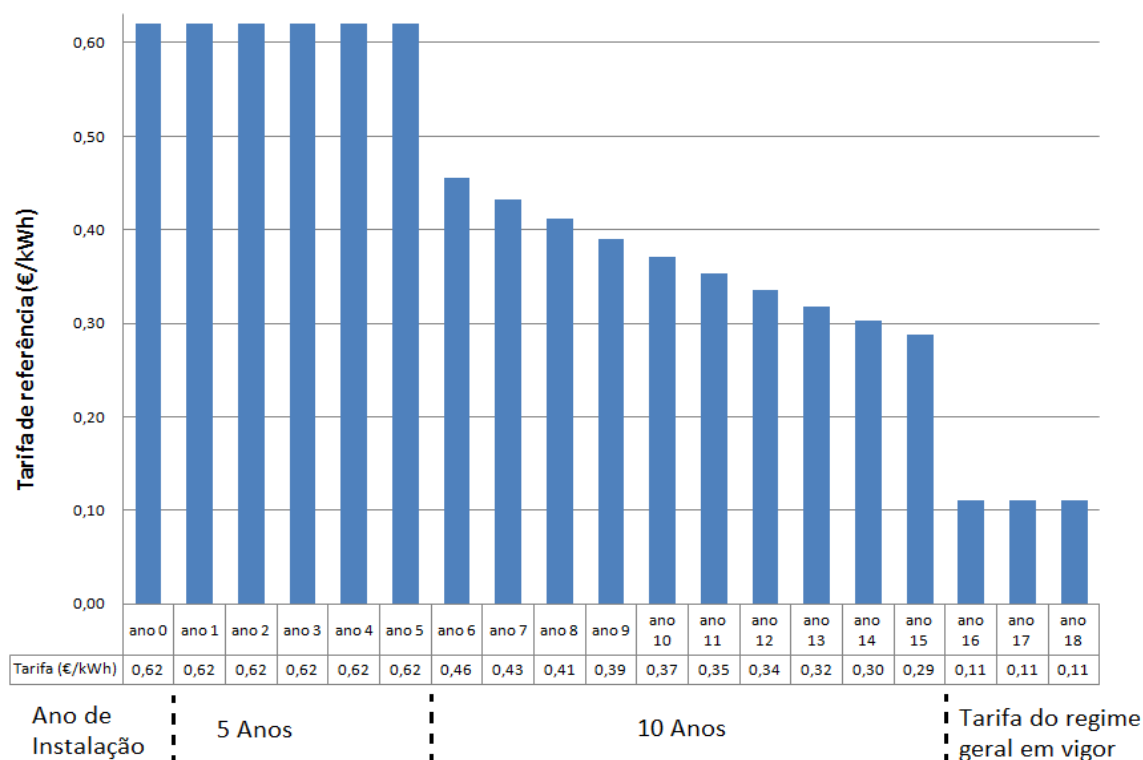


Figura 4.2 - Evolução da tarifa de referência

4.3.7 - Como ser Microprodutor, Passo-a-passo.

Para poder começar a produzir energia eléctrica o produtor necessita de efectuar o seu registo no SRM, onde encontrara um formulário para a inscrição.

- **Registo no SRM como Produtor**

O SRM como já foi referido constitui a plataforma electrónica de interacção com os produtores, no qual todo o relacionamento com a administração, necessário para exercer a actividade de microprodutor, poderá ser realizado.

Ao aceder ao SRM o produtor encontrara um formulário indicando:

- Identificação do produtor de energia, no qual deve constar a morada do produtor e o e-mail;
- N.º de contribuinte do produtor, que devera corresponder à designação social do produtor e coincidir com o do titular do contrato de fornecimento de energia;
- Código de utilizador e palavra passe, que lhe permitirá no futuro aceder ao processo;

Caso uma destas condições não se verificarem, a candidatura será inviabilizada, por parte do SRM.

- **Registo da Unidade de Microprodução**

Posteriormente a inscrição do produtor no SRM este deverá efectuar o seu pedido de registo da unidade de microprodução fornecendo a seguinte informação:

- Nome do contacto;
- Telefone do contacto;

- Telefone para SMS, este é obrigatório para envio de informações sobre o processo a remeter ao produtor por mensagem SMS;
- CPE - Código do Ponto de Entrega, este elemento consta na factura de fornecimento de energia do comercializado, figura 4.3, caso tal não se verifique, o candidato a produtor deverá contactar os serviços do respectivo comercializador de energia para fornecimento do respectivo CPE;
- Identificação do comercializador;

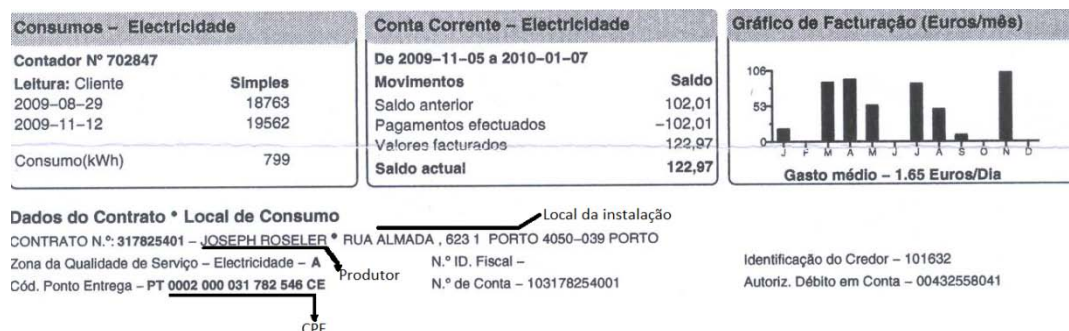


Figura 4.3 - Exemplo de uma factura

Dados técnicos da instalação de microprodução:

- Regime remuneratório solicitado;
- Indicação de cada fonte de energia para o valor da potência de ligação;
- Informações complementares necessárias à atribuição por parte do SRM do regime aplicável;
- **Validação do SRM**

Após o registo da unidade de microprodução o SRM dará resposta ao produtor sobre a viabilidade da instalação de microprodução e a possibilidade ou não do acesso ao regime remuneratório solicitado.

Será enviado ao produtor um SMS, com um alerta para a disponibilidade da resposta ao seu pedido no SRM, para consulta e confirmação do registo, ao ser confirmada a aceitação do registo por parte do SRM, o produtor terá um prazo máximo de cinco dias para confirmar a aceitação do mesmo, o espaço temporal de cinco dias conta a partir do dia em que o produtor recebeu a SMS. Após a confirmação do produtor este receberá uma Referencia Multibanco, para efeitos de liquidação da taxa de registo da instalação num prazo de cinco dias úteis, com o valor de 250€ mais IVA, este valor de taxa de registo da instalação foi estabelecido pela portaria n.º 201/2008, a falta de pagamento da taxa de registo levará a anulação do registo.

Com o pagamento da taxa referida o produtor garante a reserva da potência de ligação para a instalação, por um período de cento e vinte dias a contar da data de informação do SRM.

• Instalação da Unidade de microgeração e pedido de Certificação

Após a validação do SRM o produtor tem cento e vinte dias para instalar e requerer um certificado de exploração para a unidade de microgeração, preenchendo um formulário electrónico disponibilizado no qual terá de indicar a Entidade Instaladora, o técnico

responsável pela instalação e os equipamentos tipo instalados. Na sequência do pedido de certificação da exploração, esta será realizada num prazo de até vinte dias, previamente indicada numa SMS enviada pelo SRM à pessoa a contactar e ao técnico responsável e será feita pela Entidade Regional Inspectora de Instalações Eléctricas (ERIE), com presença obrigatória do técnico responsável.

Na inspecção é verificado se a unidade de microprodução está executada de acordo com o disposto no Decreto-Lei n.º 363/2007, se esta estiver em condições de ser ligada a RESP, é entregue pelo inspector ao produtor ou ao técnico responsável, o relatório de inspecção que, em caso de parecer favorável substitui o certificado de exploração a remeter posteriormente ao produtor pela entidade responsável pelo SRM.

Caso se identifiquem não conformidades impeditivas da certificação da instalação é entregue no próprio dia da inspecção uma nota com as anomalias que devem ser corrigidas. O produtor dispõe de trinta dias para proceder as correcções necessárias da instalação e agendar nova inspecção, sendo a reinspecção agendada nos mesmos moldes da primeira inspecção e terá de pagar uma taxa de 150€ mais IVA.

Se na reinspecção se mantiverem deficiências que ponham em perigo pessoas e bens, não será autorizado a ligação à Rede Eléctrica de Serviço Público (RESP) da unidade de microprodução e todo o processo será anulado obrigando o produtor a realizar novo registo.

A unidade de microprodução pode não ser inspecionada, mas só no caso em que o técnico responsável tenha já passado por cinco inspecções sucessivas sem recurso a reinspecção, sendo implementado um processo de amostragem por sorteio que determina se a instalação será inspecionada ou não. Nestes casos de dispensa de inspecção, o certificado de exploração é emitido pela entidade responsável pelo SRM e enviado ao produtor.

- **Contrato de compra e venda de electricidade ao comercializador**

Com a emissão do certificado de exploração o comercializador de energia é notificado pelo SRM, no prazo de 5 dias úteis, no qual o comercializador dá conhecimento, no mesmo prazo previsto anteriormente, mediante um formulário electrónico disponibilizado pelo SRM, do envio do contracto ao produtor.

Em caso de recusa de celebração de contrato por parte do comercializador com o produtor, este deverá comunicar ao SRM que remete esta informação para o comercializador de último recurso, com a finalidade da celebração do contrato com o produtor. Este contrato de compra e venda de electricidade deve seguir o modelo de contracto a aprovar pela DGEG. Após a celebração do contrato o produtor, deve informar a sua celebração através do seu registo no SRM, devendo este solicitar ao operador da rede a ligação da unidade de microprodução à RESP, que terá um prazo de dez dias para realizar essa ligação.

Ao realizar a ligação o operador da rede deverá informar o SRM da data de início de produção.

Na figura 4.4 está ilustrado um diagrama que representa todos os passos para ser um microprodutor.

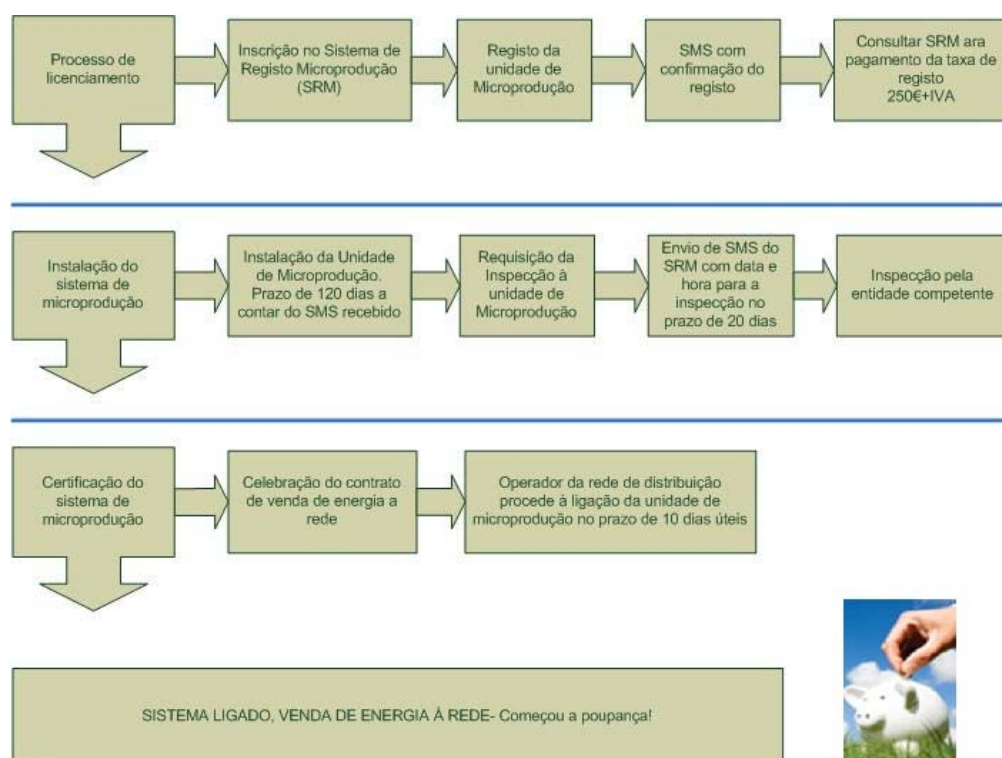


Figura 4.4 - Diagrama que mostra os passos a cumprir para se tornar num microprodutor.

4.3.8 - Equipamentos Tipo

Todos os equipamentos usados numa unidade de microprodução devem ser abrangidos pela directiva da BT do Decreto-Lei n.º 6/2008, de 10 de Janeiro, devendo então serem portadores da sigla CE. De acordo com o anexo III do Decreto-Lei acima referido a entidade fiscalizadora poderá exigir a documentação técnica que suporta a aposição da marcação CE.

- **Inversor**

O inversor a utilizar deverá obedecer a norma EN 50438 ou DIN VDE 0126-1-1, sendo necessário apresentar, junto da DGEG, um certificado de conformidade com as normas já referidas. O SRM disponibiliza na lista de equipamentos tipo os inversores que poderão integrar as instalações, de acordo com a informação cedida pela DGEG.

- **Equipamento de contagem**

O equipamento de contagem de electricidade deve estar disponível num local de acesso livre ao comercializador ou ao comercializador de último recurso, consoante o caso e ao operador da rede de distribuição.

A contagem será feita por um contador bidireccional feita por telecontagem, ou por um contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos. Este será autónomo do contador da instalação de consumo. Os produtores não serão obrigados ao fornecimento de energia reactiva.

4.4 - Incentivos à Microgeração

Após a publicação do Decreto-Lei n.º 363/2007, o Governo colocou em prática um conjunto de incentivos, predominantemente de natureza fiscal, no sentido de aumentar a adesão à microgeração a partir de fontes renováveis. Outro tipo de incentivos vem através de protocolos criados entre o Governo e algumas entidades bancárias, com o objectivo que o consumidor possa ter acesso a um crédito com condições especiais para o financiamento deste tipo de projectos.

4.4.1 - Incentivos fiscais

Os incentivos fiscais são dirigidos a dois grupos de potenciais investidores, as empresas e particulares, e entidades públicas.

- **Incentivos fiscais - empresas e particulares**

Com a aquisição de equipamentos novos para utilização de energias renováveis ou que consuma gás natural é possível deduzir 30% das importâncias despendidas, com o limite máximo de 803 euros, não podendo estes ser considerados custos de categoria B, isto é, rendimentos empresariais e profissionais, este valor passa para 586 euros no caso de possuir um crédito à habitação [82].

Por outro lado, as empresas privadas, que invistam em equipamentos solares podem amortizar o respectivo investimento num período de apenas quatro anos. Com efeito esta medida estabelecida no Despacho Regulamentar n.º 22/99, de 6 de Outubro, permite uma redução de IRC anual acumulável com outros incentivos [83-84].

De acordo com a Lei n.º 109-B/2001, de 27 de Dezembro, o Estado procurou incentivar a microgeração a partir de fontes renováveis, nomeadamente através da redução da taxa de IVA para 12%, bem como através da isenção de tributação de todos os rendimentos obtidos com a venda à rede da energia produzida [85].

- **Incentivos fiscais - entidades públicas**

Tal como as empresas e os particulares, também as autarquias e outras entidades públicas beneficiam da redução da taxa de IVA aplicável à compra de equipamentos para produção de energia com recurso a fontes de energia renovável, como também beneficiam de apoios comunitários.

4.4.2 - Incentivos da Banca

Outro dos incentivos à microgeração foi permitido através da assinatura de um protocolo entre o Governo e oito entidades bancárias (BPI, Banco Espírito Santo/Banco Best, Caixa Geral de Depósitos, Millennium BCP, o Santander Totta, o BANIF, o Crédito Agrícola, e o Montepio). Este protocolo permite ao consumidor o acesso a um crédito com um prazo máximo de sete anos, e com uma taxa de 1,5% ou uma taxa fixa acordada entre o cliente e a instituição de crédito, para compra de painéis solares [86].

4.4.3 - Medida Solar Térmico 2009

No mês de Março de 2009 foi divulgado pelo Governo o programa de apoio ao Solar Térmico, que permite aos particulares adquirirem painéis solares térmicos e obterem um reembolso por parte do Estado, em 1641,7 euros, com possibilidade de financiamento em crédito com condições específicas, ou mesmo com a possibilidade a pronto pagamento, beneficiando também dos benefícios fiscais que já foram referidos.

Este programa estendia-se até 31 de Dezembro de 2009, mas foi alargado para o ano de 2010 com algumas condições. Como foram contemplados 95 milhões de euros em 2009, estes não foram esgotados, pelo que o Estado resolveu alargar esse prazo até que a verba restante acabe [86].

4.5 - Estatísticas

A produção de energia entrou numa nova era. O regime de microprodução, aprovado pelo governo em 2007 com a publicação de Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, permite aos consumidores produzir electricidade nas suas casas, através de varias tecnologias, e vender o excedente à rede eléctrica pública.

A iniciativa “Renováveis na Hora” tem vindo a impulsionar a produção de electricidade a partir de microprodução. A meta é atingir os 165 MW de potência instalada em microgeração até 2015, correspondente à produção eléctrica de 200 GWh [87].

Segundo a DGEG, até 2010 estava previsto a instalação de 50 mil sistemas de microgeração, no âmbito do programa “Renováveis na Hora”, no entanto isso não se verificou [88].

Na primeira fase de registo que terminou em Abril de 2008, com 657 registos, em que desses apenas 374 efectuaram o pagamento dos registos e apenas 40 % dos registos iniciais chegaram à fase de pedido de inspecção, o que demonstra uma taxa elevada de incumprimento e/ou desistência.

No entanto em 2008 foram apenas certificados 615 sistemas, num total de 2227 kW, ficando-se apenas pelos 22 % dos 10 MW da meta para esse ano [89].

Na figura 4.5, pode-se observar a tendência elevada para o número de desistências ou incumprimentos dos candidatos que efectuaram registo no SRM, mas que não chegaram à fase de licenciamento. Assim o número de registos verificados desde o primeiro dia de inscrição (02-04-2008) até ao último (17-02-2009), em regime bonificado, com uma tarifa de remuneração de 0,65€/kW, foi de 7338, a que correspondia uma potência de 25294,12 kW, em que destes, só 3075 chegaram à fase de pedido de inspecção, correspondendo a uma potência instalada de 10782,75 kW.

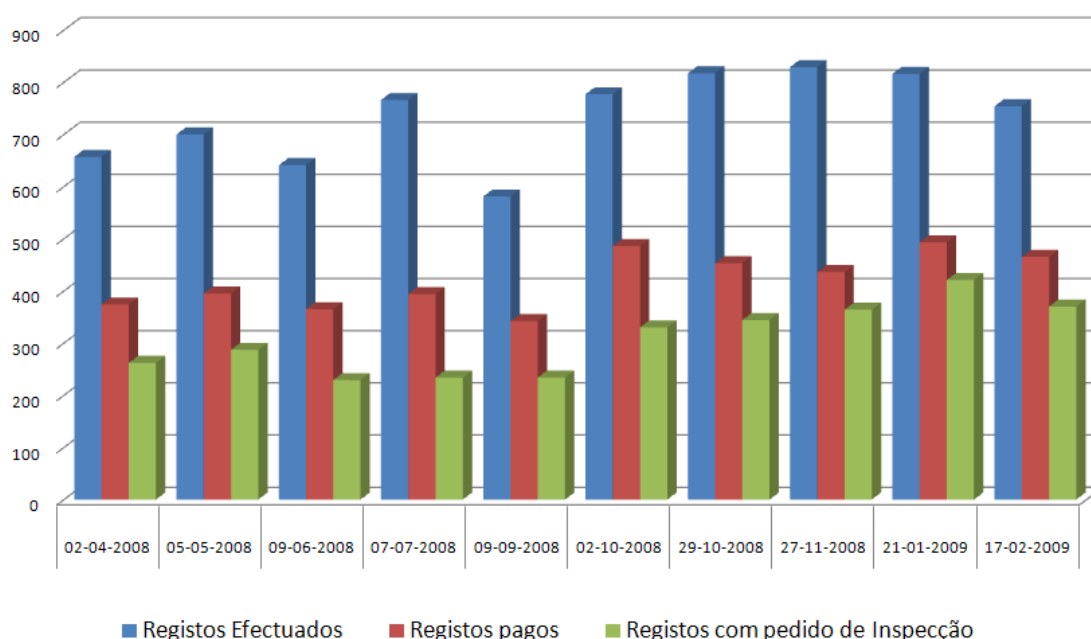


Figura 4.5 - Registos em regime bonificado para os primeiros 10 MW - tarifa de referência 0,65€/kW [90].

Pela análise da figura 4.5, verifica-se também que foi necessário mais dois meses do que o esperado para que os primeiros 10MW fossem atingidos.

Após terem sido atingidos os primeiros 10MW, a tarifa máxima de referência desceu 5%, cifrando-se em 0,6175€/kW, sendo que o valor de potência máxima de ligação a partir de Fevereiro de 2009 passou a ser 12 MW.

Na figura 4.6, está representada a quantidade de registos efectuados já com a tarifa de referência para o novo regime remuneratório bonificado.

De salientar que em Abril de 2009 fez um ano desde que se iniciou o primeiro período para apresentação de registos para produção de electricidade por intermédio de unidades de microgeração, onde foram efectuados 8431 registos, a que correspondia uma potência de 29179,58 kW. No entanto destes registos apenas 3695 efectuaram um pedido de inspecção, perfazendo uma potência de 12994 kW.

Já com a nova tarifa de referência foram efectuados até (09-12-2009), 5716 registos que corresponde a um total de 20329,16 kW de potência, em que destes só 4301 foram pagos e 3581 efectuaram o pedido de inspecção, perfazendo assim 12744 kW de potência.

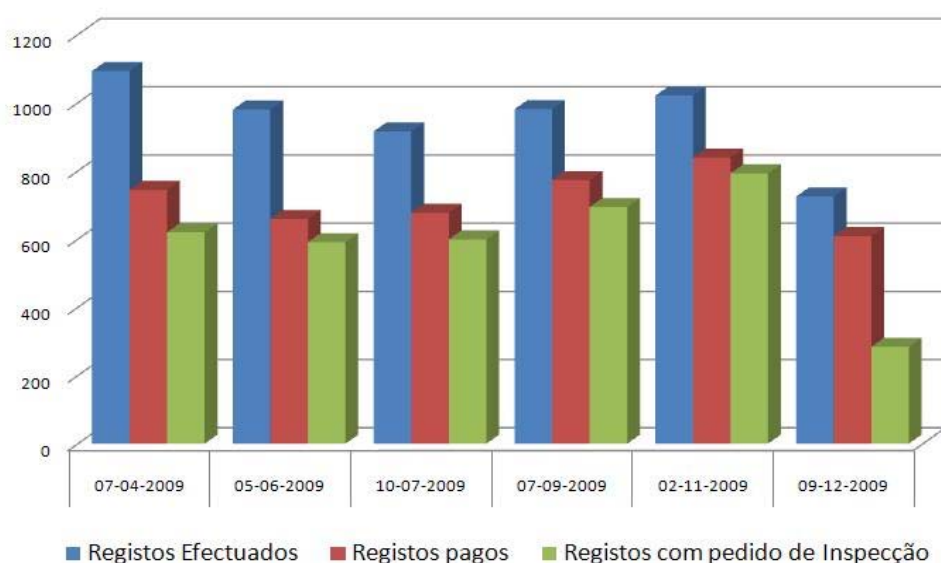


Figura 4.6 - Registos em regime bonificado para a tarifa de referência de 0,6175€/kW [90].

De referir que em cada sessão há sempre um limite de registos máximos para a tarifa de referência desse momento, sempre que o limite é atingido, todos os registos a partir de esse ponto terão como tarifa de referência o valor seguinte, por exemplo na primeira sessão a (07-04-2009) o limite máximo foi atingido, logo os registos seguintes terão uma tarifa de referência de 0,5866€/kW. Na figura 4.7, observa-se o que foi descrito.

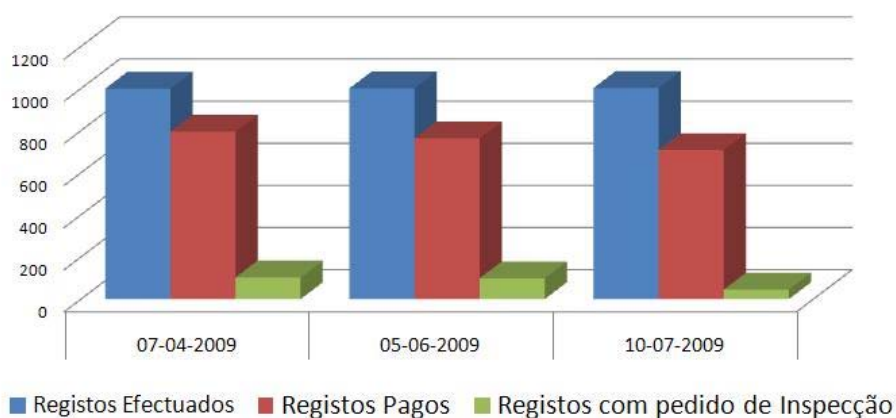


Figura 4.7 - Registos em regime bonificado para a tarifa de referência de 0,5866€/kW [90].

Observando a figura 4.6 e a figura 4.7 verifica-se que as três primeiras sessões da figura 4.6 correspondem às sessões da figura 4.7 só que com regimes remuneratórios diferentes.

Até a data estão instaladas mais de 5400 unidades de microgeração, correspondendo a cerca de 19MW de potência instalada, estando ainda a ser concretizadas as instalações referentes às últimas três sessões, de registo do segundo ano, ocorridas entre Setembro e Dezembro de 2009, estima-se que o objectivo dos 22 MW para os primeiros dois anos esteja atingido [91].

A realidade do regime remuneratório geral é bem diferente do bonificado, pois desde o início do programa “Renováveis na hora”, apenas foram efectuados 249 registos para uma potência de 89884 kW em que destes cinco foram pagos e efectuaram o pedido de inspecção, perfazendo assim uma potência de 2318 kW, o que mostra o desinteresse neste regime remuneratório [90].

Apesar do objectivo global para os dois primeiros anos do programa estar cumprido, o desenrolar deste foi muito afectado pela forte procura de registos, que sempre excedeu a oferta e tem vindo a crescer, criando uma forte pressão sobre as sessões de registos e causando insatisfação generalizada entre os microprodutores que não se conseguiram registar.

4.6 - Micro-Redes

Num cenário de crescente penetração de microgeração e PD nas redes de distribuição, várias questões de ordem técnica devem ser tomadas em consideração, nomeadamente no que diz respeito ao controlo de perfis de tensão, avaliação de níveis de congestionamento em condições de estabilidade, avaliação dos problemas de estabilidade das redes e a possibilidade de operação em situação de ilha, avaliação de correntes de curto-circuito e regimes de protecção das redes [92].

Uma abordagem possível para enfrentar este desafio pode consistir no desenvolvimento do conceito de Micro-Rede.

O conceito de Micro-Rede consiste numa rede de distribuição de BT a qual são integradas pequenas unidade de produção de energia eléctrica, juntamente com dispositivos de armazenamento de energia e cargas controláveis, e onde são igualmente implementados sistemas de gestão e controlo suportados por uma infra-estrutura de comunicações [93].

Uma das características interessantes das Micro-Redes é a capacidade de poderem operar interligadas com a rede de distribuição de MT, ou de forma isolada, quer por indisponibilidade da rede MT ou por acções de manutenção. Tal implica a adopção de conceitos inovadores para o controlo dos inversores de interface e a utilização de elementos com capacidade de armazenamento de energia [94]. Na figura 4.8, apresenta-se a arquitectura básica de uma Micro-Rede.

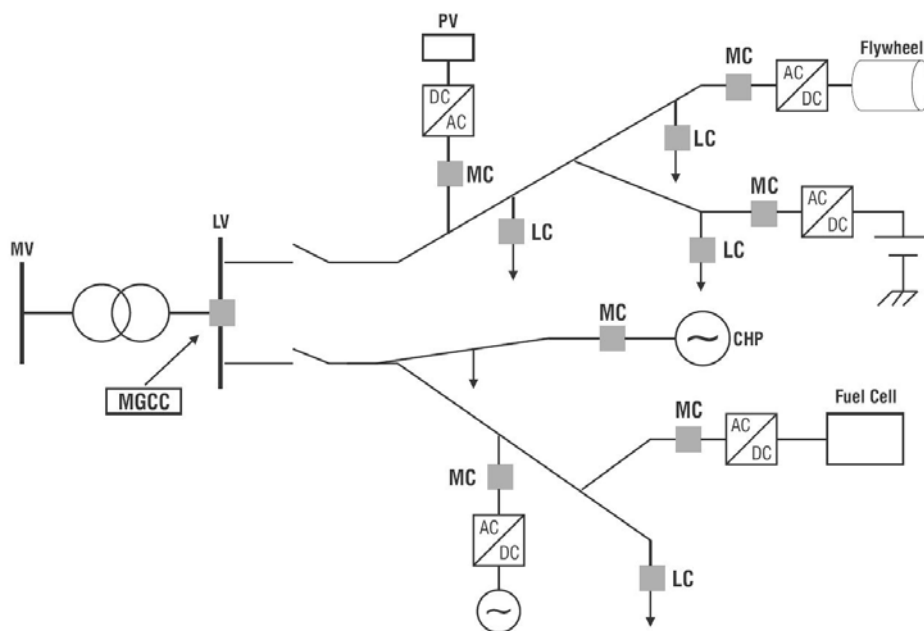


Figura 4.8 - Arquitectura de uma Micro-Rede [94].

Uma Micro-Rede inclui um sistema de controlo hierárquico suportado por um sistema de comunicações a instalar para o efeito. A gestão técnica e económica da Micro-Rede é efectuada de forma centralizada, por uma unidade designada de MicroGrid Central Controller (MGCC), a instalar no PT de onde deriva a Micro-Rede, como se verifica na figura 4.8. O MGCC pode incluir várias funcionalidades destinadas à optimização da operação combinada da microgeração e do controlo activo das cargas locais. Admitindo o funcionamento em rede isolada, o MGCC assume funções de um sistema de controlo secundário de frequência, semelhante ao de um Controlo Automático de geração das redes convencionais. Este é ainda responsável pela gestão da estratégia de reposição de serviço, o que consequentemente constitui uma vantagem decisiva para a Micro-Rede, tendo em consideração o interesse na redução dos tempos de reposição de serviço aos consumidores. Ao nível hierárquico inferior, cada carga ou grupo de cargas e unidades de microgeração dispõe de um controlador local, loadcontroller (LC) e de um microgenerator controller (MC). Estes sistemas irão controlar as cargas (utilizando o conceito de interruptibilidade das cargas) e as unidades de microgeração (controlo local de potência activa e da tensão) com base em informações recebidas a partir do MGCC [94].

4.7 - InovGrid

A publicação do Decreto-Lei n.º 363/2007 relativo a microgeração fez com que a EDP investisse em inovação, desenvolvendo um projecto denominado InovGrid, em conjunto com a Efaced, a Janz, a Lógica e o INESC Porto.

O InovGrid é um projecto inovador que dota a rede eléctrica de informação e equipamentos inteligentes capazes de automatizar a gestão de energia, melhorando a qualidade e segurança de serviço, a eficiência energética, a sustentabilidade ambiental e claro a diminuição de custos [92].

O projecto assenta sobre três pilares: redes inteligentes também conhecidas como smart grids, microgeração e PD, telecontagem e gestão de energia. No domínio da das redes inteligentes o projecto pretende promover o aumento da eficiência e qualidade de serviço, através da supervisão, automação e controlo da rede eléctrica em toda a sua extensão, incluindo não só as redes AT e MT, mas também as redes BT. No que respeita a microgeração e PD, o projecto permitirá lidar com as dificuldades de integração nas redes de distribuição, através de uma gestão activa dos equipamentos e da própria rede. Por fim, no domínio da telecontagem e gestão energética, o projecto promove uma abordagem centrada no consumidor, constituindo-se como uma alavanca para prestação de novos serviços, a promoção da eficiência energética e da concorrência na comercialização de electricidade.

Na actual fase de desenvolvimento, o projecto assenta numa arquitectura técnica composta por: elementos de contagem, monitorização e gestão de energia designados por Energy Box (EB), que são instalados junto dos clientes BT; equipamentos de automação e monitorização designados Distribution Transformer Controlers (DTC), que são instalados nos postos de transformação; sistemas de interformação (SI) que integram e processam a informação recolhida; uma rede de telecomunicações que suporta a integração da infraestrutura e se estende desde a casa dos clientes até aos centros de controlo e gestão onde estão ligados os SI. Na figura 4.9 ilustra-se a arquitectura InovGrid.

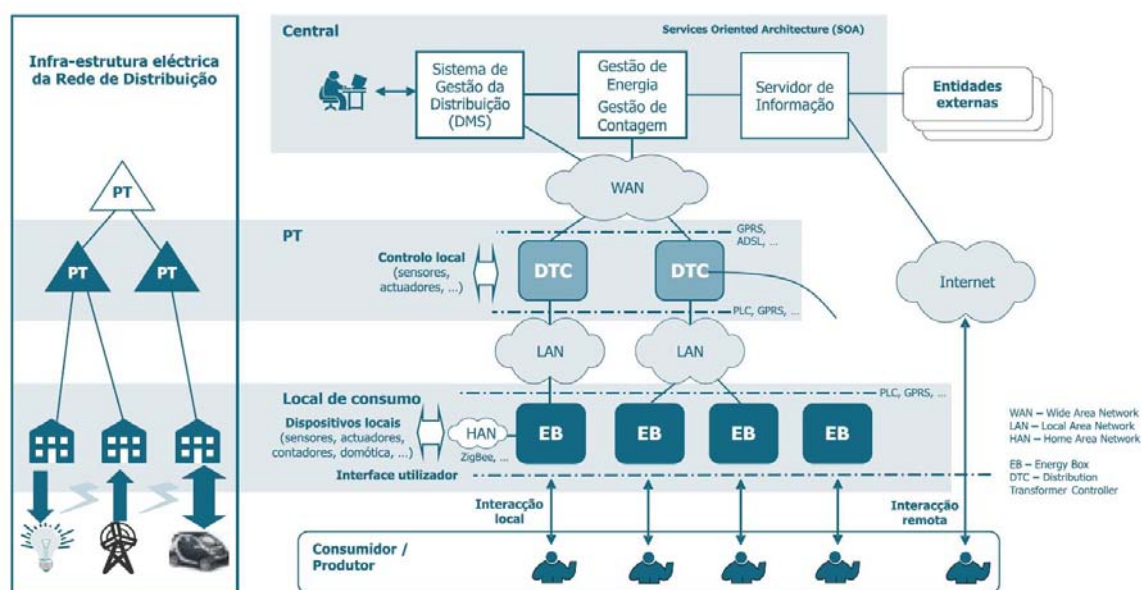


Figura 4.9 - Arquitectura técnica de referência do projecto InovGrid [94].

As EB integram diversas funcionalidades inovadoras no domínio da telecontagem e telegestão de energia, incluindo a possibilidade de oferecer planos tarifários inovadores e de executar ordens de serviço remotamente. Funcionando também como sensores locais que monitorizam o estado da rede em cada ponto de entrega, permitindo diagnosticar e resolver os problemas mais rapidamente. Estas funcionam ainda como interface com os inversores ligados à rede, gerindo o funcionamento da microprodução, de fontes de armazenamento e de veículos eléctricos com funcionalidades vehicle-to-grid.

No contexto de operação de uma micro-rede, as EB desempenham funções Load Controller e Microgenerator Controller. Os DTC funcionam como nós locais da rede de comunicações

InovGrid, integrando e gerindo o funcionamento das EB ligadas a rede BT do PT em que estão instalados e fazendo o interface com os SI. Os SI desempenham o papel fulcral de processar toda a informação recolhida pela infra-estrutura InovGrid, comandando e supervisionando os seus diversos elementos. A informação e as possibilidades de actuação adicionais permitem implementar um vasto conjunto de novas funcionalidades a nível dos sistemas técnicos (SCADA/DMS, gestão de interrupções, planeamento, gestão de activos, entre outras). O DTC funcionará como MicroGrid Central Controller [93-94].

O projecto InovGrid contempla assim a implementação de uma rede inteligente suportada numa infra-estrutura de telecomunicações que se estende a todos os locais de consumo, chegando a casa dos clientes.

Desta forma a comunicação entre SI e DTC será efectuada através da rede de comunicações móveis (GPRS) e, nalguns casos, usando tecnologias fixas. A comunicação das EB com o DTC será efectuada predominantemente através de PLC, usando a própria rede eléctrica de BT como meio físico, e, em alguns casos GPRS.

Face ao papel que as redes de comunicações desempenham, estão previstos mecanismos sólidos de ciber-segurança.

Deste modo, o projecto InovGrid criará condições na Rede para que o consumidor [95]:

- Disponha de facilidades de acesso para produção de energia, através da microgeração, beneficiando da nova fonte de remuneração;
- Exerça um papel activo na gestão do seu consumo energético, contribuindo para alinhar a oferta com a procura, reduzindo, assim, os seus custos em energia através de uma acrescida eficiência energética;
- Disponha, através dos comercializadores presentes no mercado, de novos serviços, novas formas de tarifação e planos de preços inovadores, mais orientados para as necessidades de cada cliente e que tenderão a baixar o valor da sua factura de energia eléctrica.

Para além do novo Consumidor/Produtor, esta transformação aportará benefícios significativos aos restantes stakeholders do sector eléctrico, designadamente [95]:

- Os Comercializadores poderão alargar a sua oferta de serviços e oferecer novas formas de tarifação aos clientes, tendo novos instrumentos para entrar no mercado e competir entre si;
- As entidades reguladoras verão facilitada a liberalização do mercado através da maior concorrência induzida, com reflexos positivos na factura de energia eléctrica;
- O Operador de Rede de Distribuição aumentará a fiabilidade e qualidade do fornecimento de energia, reduzindo os seus custos operacionais e as suas perdas de energia;
- A Economia Nacional beneficiará com o incremento de eficiência energética, resultante, nomeadamente, do melhor alinhamento entre a oferta e a procura de energia.

De salientar que o primeiro equipamento inteligente do projecto InovGrid foi instalado no dia 19 de Maio de 2009 no PT da garagem da Rua Camilo Castelo Branco, que alimenta o edifício do Marquês de Pombal, em Lisboa.

Como conclusão, o projecto InovGrid constitui uma alavanca para promoção de objectivos como a sustentabilidade ambiental, a fiabilidade e qualidade do fornecimento de electricidade.

4.8 - Contributos da Microgeração

A integração de fontes de energia de pequena escala nas redes de distribuição permite, em geral, um conjunto de benefícios que têm contribuído para o aumento do interesse neste tipo de unidades.

Assim, a microgeração como actividade de produção de energia, pode vir a desempenhar um papel importante na sociedade, pois tem na generalidade bastantes vantagens quer seja na vertente ambiental, quer seja nas redes de distribuição, na vertente económica, entre outras. De seguida são apresentadas as vantagens ou os contributos da microgeração.

4.8.1 - Contributos ambientais

Nos dias que correm, a sociedade está cada vez mais consciencializada dos impactos ambientais resultantes de actividades industriais, nomeadamente as actividades centradas no sector eléctrico de energia. Segundo WADE a produção de electricidade é responsável por cerca de 40% das emissões globais de CO₂, tal com o sector do aquecimento é outra fonte importante de poluição do clima, sendo que o sector da energia é um dos sectores com maiores perspectivas de crescimento [96].

Na sequência do protocolo de Quioto, Portugal comprometeu-se a reduzir as crescentes emissões de CO₂, o que levou a que o governo se torna-se mais receptivo à adopção de políticas amigas do ambiente a fim de contribuir para a redução de GEE. Portanto, a procura de fontes energéticas mais limpas e eficientes tem sido um factor importante na definição de novas políticas energéticas.

Assim é expectável que o impacto de sistemas de microgeração seja menor do que as tradicionais grandes centrais térmicas ou hídricas. Para além disso, a proximidade física dos consumidores relativamente aos sistemas de produção de energia levará ao aumento da consciência deste em relação ao uso de energia. A ideia subjacente é a de que as unidades de microgeração utilizem fontes de energias renováveis, na medida que estas proporcionam a redução das emissões de GEE quando comparado com a geração de electricidade pelas vias convencionais, nomeadamente o uso de combustíveis fósseis [97].

A microgeração pode ser um elemento chave para o sector industrial, onde para além da necessidade eléctrica, a necessidade de energia térmica é uma componente ao funcionamento da maioria das indústrias. Assim a micro-cogeração pode levar a uma redução das emissões de GEE uma vez que os sistemas utilizados convertem o combustível de uma forma mais eficiente [57].

4.8.2 - Contributos relativos ao sistema eléctrico de energia

Até aos dias de hoje, vários estudos foram desenvolvidos procurando analisar o impacto da microgeração nas redes de distribuição, sendo que de uma forma generalizada todos apontam para a redução das perdas, para o aumento dos perfis de tensão e para a redução da percentagem de carga nos ramos.

A redução da distância física e eléctrica entre a produção e o consumo pode contribuir para a redução das perdas ou a diminuição das necessidades de investimento na rede. De facto, uma vez que os locais de produção estão no local ou perto do local de consumo, reduzem-se as perdas no transporte e abastecimento, assim como a necessidade de investimentos de reforço ou manutenção de infra-estruturas da rede [97].

As entidades reguladoras têm vindo a implementar políticas que incentivam as companhias de distribuição a serem o mais eficiente possível e a redução das perdas de energia são um dos caminhos que se envereda para atingir esses objectivos.

Mas não é só nas redes de distribuição que se dão grandes perdas de energia, mas se começarmos pelo topo da hierarquia de um sistema eléctrico, encontramos as centrais convencionais. Nestas apenas 30 a 40 % do combustível é convertido em electricidade, ou seja, cerca de 70% da energia é desperdiçada sob forma de calor e em gases enviados para a atmosfera e como estas grandes centrais estão afastadas das populações e das indústrias este calor não é devidamente aproveitado. No entanto algumas centrais termoeléctricas a gás natural também conhecidas por centrais de ciclo combinado, que aproveitam o calor produzido aumentando assim o seu rendimento.

Segundo WADE [98] o uso final da energia produzida num sector eléctrico convencional é apresentado na figura 4.10, em que a verde está representado o total das energias produzida pelas diferentes fontes. A seta vermelha (maior) representa a energia desperdiçada sob a forma de calor, enquanto que as setas a vermelho mais pequenas representam a energia consumida pela central para o seu funcionamento e representam também as perdas nas redes de transporte e distribuição. Por sua vez as setas a amarelo representam a energia utilizada pelos consumidores que é cerca de um terço da produzida inicialmente.

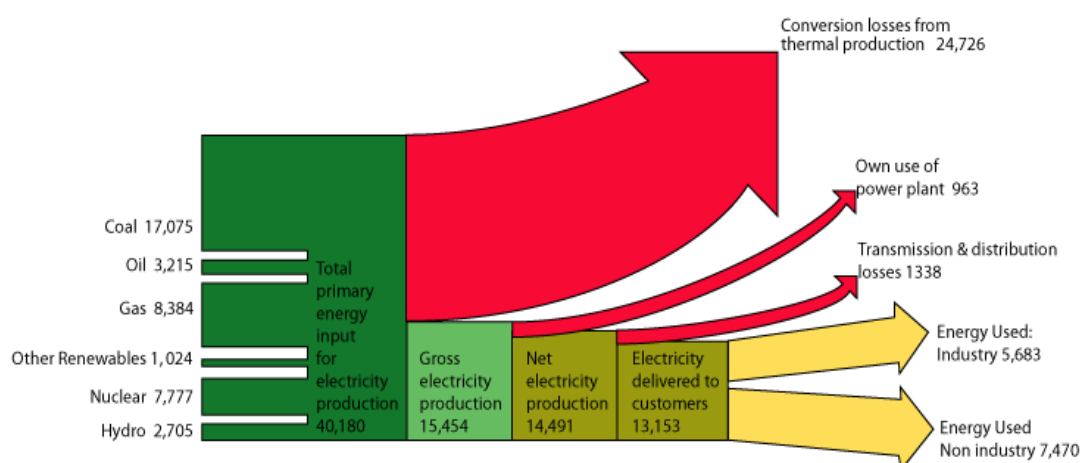


Figura 4.10 - Esquema de perdas de um sector eléctrico convencional [98]

Assim, a contribuição na redução das perdas na rede de distribuição será uma das maiores vantagens da microgeração.

4.8.3 - Contributos relativos a qualidade de serviço

Uma grande vantagem da microgeração é o facto de permitirem um fornecimento de electricidade com grande fiabilidade. Com efeito, dado que os consumidores passam a produzir pelo menos parte da energia que precisam para a satisfação das necessidades energéticas, se porventura houver uma falha no fornecimento pela rede, o abastecimento de energia não será afectado, ou a sê-lo, será em menor escala. A possibilidade das micro-redes poderem operar em rede isolada traz benefícios tanto aos consumidores como ao operador da

rede de distribuição, pois para os consumidores, os principais benefícios residem na continuidade de serviço, quanto aos operadores da rede de distribuição têm benefícios consequentes da melhoria dos índices de fiabilidade do sistema global.

4.8.4 - Contributos económicos e comerciais

Com uma perspectiva de crescimento anual das necessidades energética espera-se que esse valor seja de 60% até ao ano 2030. Acompanhado também pela crescente procura global dos combustíveis fósseis leva a que o preço destes dispare, o que se traduz num aumento do preço da electricidade, daí a necessidade de investir na racionalização da energia [99].

A microprodução pode assim ser vista como um meio para a redução da factura energética não só dos consumidores mas do país em geral, ou seja, a menor dependência energética do exterior faz com que a factura energética do país desça.

Em Portugal com a entrada em vigor do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro, que veio regular a venda de energia eléctrica produzida através da microgeração, possibilita que muitas famílias/entidades vendam energia a rede trazendo benefícios monetários.

A microprodução pode levar a criar um mercado de mil milhões de euros desde 2008 até 2015 [100].

A difusão da microgeração pode igualmente ser apontada como um factor impulsionador do crescimento e do emprego pois cria varias oportunidades de negócio para aqueles que produzem e transaccionam bens de equipamentos e componentes para o sector eléctrico. De facto, a oferta destes equipamentos requer recursos humanos que os produzam, vendam, instalem e lhes façam a manutenção. Podem-se gerar em torno destas várias etapas “clusters” industriais e de serviços com impacto relevante a nível do emprego local. Dada a necessidade de pesquisa e apresentação de soluções que confirmem maior eficiência e menor poluição na geração de energia térmica e eléctrica através das diferentes tecnologias associadas à microgeração, também o meio académico e científico poderá ser estimulado neste processo.

A entrada em vigor da legislação referida, veio criar novas oportunidade de negócio para muitas empresas, segundo Nuno Moreira, coordenador do curso de Engenharia de Energias na Universidade de Trás-os-Montes Alto Douro, estima que só com a venda de equipamentos pode movimentar-se pelo menos 30 milhões de euros por ano [101].

Segundo Ana Estanqueiro, directora da unidade de energia eólica e dos oceanos do INETI, a microgeração pode reduzir anualmente 6 milhões de euros em custos eléctricos [102].

4.9 - Barreiras à Implementação da Microgeração

Apesar dos potenciais contributos mencionados, a verdade é que a microgeração também enfrenta desvantagens. Ao longo dos últimos anos tem-se vindo a desenvolver recursos para identificar e remover barreiras ao desenvolvimento da microgeração. Os estudos referidos permitiu classificar potenciais obstáculos a implementação da Microgeração, estes são desafios de ordem técnica, regulamentar, económica e informativa. De seguida são identificadas essas barreiras.

4.9.1 - Barreiras técnicas

As barreiras técnicas incidem sobre vários aspectos, desde problemas a nível de integração na rede, a lacunas ao nível de planeamento, recursos voláteis (solar, vento, entre outras).

Como acontece com outras tecnologias é fundamental existir pessoal certificado e com habilitações adequadas para projectar, instalar e efectuar as manutenções necessárias destas novas tecnologias, de forma a aumentar a confiança dos investidores, Daí ser necessário promover programas de formação de recursos humanos qualificados para que seja garantido o melhor desempenho das tecnologias e com elevada qualidade.

Embora existam autores que aprovem a introdução destas tecnologias na rede, outros não aprovam a introdução destas tecnologias em demasia na rede, pois argumentam que pode fazer com que as centrais térmicas convencionais funcionem abaixo do ponto de eficiência óptimo, o que levaria a um aumento das emissões por energia produzida[103].

4.9.2 - Barreiras económicas

A nível económico apontam-se geralmente os elevados custos associados ao investimento inicial como uma das principais barreiras à microgeração, não sendo ainda economicamente viável investir na microgeração sem incentivos ao investimento.

Aliado aos elevados custos inerentes a estas tecnologias está o facto do preço actual de electricidade não reflectir os custos da escassez dos recursos utilizados. Em Portugal, o comercializador de último recurso vende electricidade à rede por um custo muito menor do que através das tecnologias de microgeração, levando a um incentivo do consumo energético ineficiente, em vez de promover a inovação e a eficiência [103] .

4.9.3 - Barreiras Burocráticas

Outra grande barreira a integração de sistema de Microgeração é a burocracia pela qual o produtor tem de passar para instalar um sistema de produção eléctrica junto do seu local de consumo.

Em alguns países como Portugal, já existe legislação específica, nomeadamente a determinação de tarifas de remuneração como de potência máxima de ligação a rede, mas contudo ainda são aspectos que tem de ser revistos, pois para muitos o valor máximo de ligação a rede ainda é relativamente baixo, tal como o valor máximo de ligação registado a nível nacional. No Decreto-Lei n.º 363/2007 foi anunciado um sistema de registo electrónico mais rápido e eficiente (SRM), que permitiu reduzir o tempo de espera desde a apresentação do projecto até à instalação da unidade produtora, mas este ainda apresenta alguns problemas, tais como, dificuldades de acesso ao sistema devido a elevado número de acessos, daí ser necessário alargar o tempo de registo como melhorar as infra-estruturas electrónicas [103] .

4.10 - Conclusão

Neste capítulo foi abordada a legislação referente à actividade de microgeração (Decreto-Lei n.º 363/2007), que veio regular e incentivar este tipo de produção de energia eléctrica, possibilitando segundo determinadas condições técnicas vender energia à RESP em condições

atractivas. Foram descritos os passos essenciais para se poder tornar num Microprodutor e começar a produzir energia eléctrica.

Foram também apresentadas as estatísticas desde a publicação da Lei referida, passando também pelos contributos da microgeração, tanto económicos, sociais ou mesmo para o ambiente salientando também as barreiras a implementação da microgeração nos dias que correm.

Por último foi efectuado um estudo sobre Micro-Redes, e sobre o InovGrid.

Capítulo 5

Estudo de uma aplicação de Microgeração para o Sector Residencial

5.1 - Introdução

Este capítulo tem como objectivo de estudo uma aplicação de microgeração para implementação no sector residencial, no qual se procede a um dimensionamento e respectiva análise económica do mesmo. O estudo é feito tomando em conta a possível ligação a rede do sistema e usufruir do regime de remuneração bonificado. Para isso será necessário dimensionar também o sistema solar térmico com o mínimo de 2 m², mas será dimensionado com o objectivo de cobrir as necessidades de AQS do edifício onde será implementada. O sistema dimensionado será um sistema FV.

No presente capítulo também serão explicados alguns conceitos necessários para a avaliação de investimentos.

5.2 - Métodos de avaliação de investimentos

Os indicadores de avaliação de investimentos mais usados na avaliação de projectos de investimentos são o Valor Actual Liquido (VAL), a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), o Período de Recuperação do Investimento (PRI) e Índice de Rentabilidade do Projecto (IR). Estes vão permitir aquando da dúvida de investir ou não num projecto o interesse económico dos mesmos, usando as despesas e as receitas futuras como objecto de estudo. Contudo o futuro como se sabe é mais ou menos incerto, daí ser mais correcto falar-se em obter uma previsão dos dados necessários à análise de um projecto do ponto de vista económico. Nos pontos que se seguem serão abordados os quatro indicadores referidos.

5.2.1 - Valor actual Liquido (VAL)

O VAL é o somatório das receitas, custos de exploração e investimentos actualizados ou descontados, para o momento de arranque do projecto, ou seja é a diferença entre as entradas e saídas de dinheiros, os chamados *cash-flow*, devidamente actualizados durante a vida útil do projecto. Este tem como objectivo avaliar a viabilidade de um projecto de investimento através do cálculo do valor de todos os seus fluxos de caixa, na equação 5.1 está

a fórmula geral do VAL, em que o CF_k representa os *cash-flows* esperados para o período k , i representa a taxa de actualização que reflecte o custo de oportunidade do capital investido e n é a duração do projecto.

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k}, \quad (5.1)$$

Uma das vantagens desta análise é a possibilidade de ser convertida num critério de decisão quanto à viabilidade económica do mesmo. Este conceito ou regra de interpretação é apresentado de seguida:

- Se o $VAL > 0$, verifica-se a integral recuperação e adequada remuneração dos capitais investidos, permitindo a criação de excedentes e cobertura dos riscos assumidos;
- Se o $VAL = 0$, o projecto continua a ser interessante, no entanto recomenda-se a re-análise dos pressupostos assumidos, considera-se o caso limite para o investimento;
- Se o $VAL < 0$, o projecto considera-se a partida economicamente inviável;

5.2.2 - Taxa Interna de Rentabilidade (TIR)

A TIR é a taxa de actualização que possibilita a igualdade entre o valor actual dos *cash-inflows* (entrada de dinheiro) de um projecto com o valor actual dos *cash-outflows* (saídas de dinheiro). Para se obter a TIR é necessário resolver a equação 5.1, ou seja, $VAL = 0$ em ordem à taxa de actualização, por tentativa e erro, por processos iterativos entre outros, como mostra a equação 5.2.

$$VAL = \sum_{k=0}^n \frac{CF_k}{(1+i)^k} = 0, \quad (5.2)$$

Com efeito, a avaliação da TIR situa imediatamente o interesse do investimento, o que não acontece com os outros indicadores que se mencionaram (VAL).

A regra de aceitação de um investimento segundo este modelo implica que a TIR seja superior ao custo de capital i , exigido pelo investidor, uma TIR inferior levará à recusa do investimento e uma TIR nula será sinónimo de indiferença.

5.2.3 - Período de Recuperação do Investimento (PRI)

O PRI é o número de anos necessários para que o capital investido inicialmente seja recuperado a partir dos *cash-flows* de exploração gerados, ou seja, quantos anos demora o projecto a pagar-se a começar a dar lucro para além da remuneração do custo de oportunidade. Assim, este índice vai permitir verificar se o tempo de recuperação do investimento é inferior ou não ao tempo de vida útil do projecto. O valor do PRI é calculado através da equação 5.3, em que CFE é o *cash-flow* de exploração.

$$PRI = k + \left(\frac{\text{Despesas de investimento} - \sum_{t=1}^k CFE_t}{CFE_{k+1}} \right) \quad (5.3)$$

Porem, o índice PRI deve ser usado fundamentalmente como índice de risco, e não como comparador de projectos, principalmente quando as alternativas têm tempos de vida diferentes. Pode ocorrer que um projecto com melhor TIR (ou seja, melhor remuneração de capital) que a de outro ainda assim tenha um PRI maior, por causa das durações diferentes dos projectos.

5.2.4 - Índice de Rentabilidade do Projecto (IR)

O IR pode ser visto como uma variação do modelo do VAL que toma em consideração o custo de investimento. Este índice é um indicador de rentabilidade efectiva por unidade de capital investido, sendo calculado pela razão entre o valor actual dos *cash-flows* actualizados - e não dos resultados líquidos e o custo do investimento. O valor do IR é calculado pela equação 5.4.

$$IR = \frac{\sum_{k=0}^n \frac{CFE_k}{(1+i_k)^k}}{CI_0} \quad (5.4)$$

O IR mede, pois a relação entre o valor actual dos fluxos líquidos positivos do investimento (os *cash-flows* exploração) e o valor actual dos capitais investido (CI).

A regra de aceitação de um investimento segundo este modelo implica que o IR seja superior a 1, no caso de IR igual a 1 é indiferente a decisão de investimento, no caso do IR menor que 1 é de rejeitar o investimento.

5.3 - Metodologia

Para proceder à análise de uma proposta de microgeração para aplicação a nível residencial, recorreu-se a uma aplicação denominada SolTerm - versão 5.0.

O SolTerm é um programa de análise de sistemas solares elaborado pelo Laboratório Nacional de Energia e Geologia (LNEG) e especialmente concebido para as condições climáticas e técnicas de Portugal. Este programa contém um banco de dados climáticos dos 308 concelhos do país e com as condições técnicas, a nível horário e bancos de dados modulares de componentes actualmente vigentes.

Este programa permite simular a operação da grande maioria das configurações de sistemas solares e explorar, simultaneamente, a análise de desempenho ao nível das vertentes energéticas, económica e ambiental. De salientar que no caso de sistemas FV a análise de desempenho limita-se aos níveis energético e ambiental, sendo a análise económica efectuada no Excel.

5.4 - Sistema solar térmico

No início do planeamento de um sistema térmico é importante ter um registo exacto das condições do lugar. Parte deste registo inclui uma clarificação de todos os detalhes que forem importantes para o planeamento e obtenção de dados acerca do edifício, consumo de água quente e se necessário o calor requerido pela casa. A realização de um esboço com todos os detalhes importantes é necessário para a preparação da proposta.

Em seguida passa-se então a definição dos componentes do sistema térmico, nomeadamente a configuração do sistema, tipo de colectores, tipo de permutadores/deposito, tipo de sistema de apoio e as características de consumo.

5.4.1 - Local da Instalação

No que diz respeito ao local da instalação, esta será em Arouca que é uma vila da Grande área metropolitana do Porto

A figura 5.1 ilustra os dados relativos ao recurso solar e a temperatura ambiente que permite simular o desempenho dos sistemas solares para a zona de Arouca.

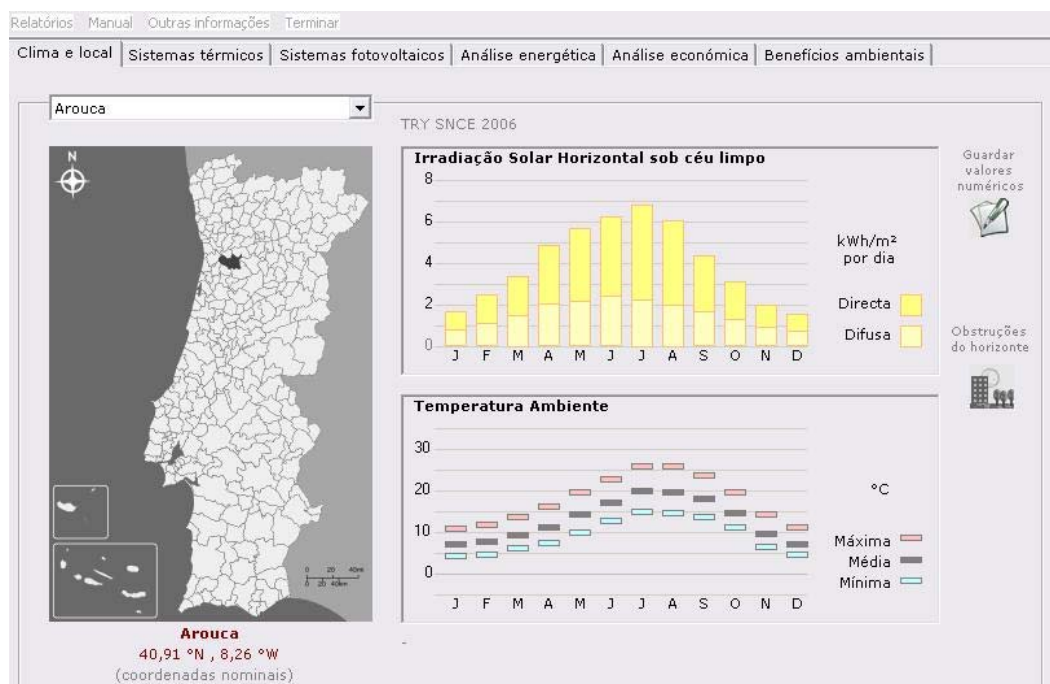


Figura 5.1 - Dados climatológicos para a zona de estudo.

5.4.2 - Colector

O colector solar é sem duvida o componente central e de maior peso económico numa instalação de captação de energia solar para aquecimento de água e sendo um dos constituintes mais importantes de um sistema térmico torna-se necessário algum cuidado na sua escolha. No que diz respeito ao colector, o interface necessita da especificação do modelo a utilizar, bem como o número de colectores e a orientação do painel.

Em qualquer aplicação das possíveis dos sistemas solares térmicos, a quantidades de calor perdida aumenta com a diferença entre a temperatura a que se pretende conservar a água e a temperatura ambiente. Por isso procura-se que a temperatura da água seja a mínima compatível com a necessária para a utilização requerida [104]

Para utilização do sistema térmico para AQS não se exigem temperaturas superiores a 60°C-70°C, daí os colectores planos com cobertura serem os mais indicados para a utilização em causa, pois funcionam eficientemente durante o ano atingindo a temperatura necessária e com rendimentos na ordem dos 50% [105].

Tanto os CPCs como os colectores de tubo em vácuo atingem temperaturas de funcionamento elevadas, mas em comparação com os colectores planos são mais caros e com menor capacidade para diferentes tipos de montagens, como exemplo, os colectores de tubos em vácuo não podem ser utilizados numa instalação no telhado.

O SolTerm tem predefinido vários tipos de colectores, nomeadamente colector plano, CPC e colector de tubo de vácuo. De acordo com o descrito acima os colectores planos são a boa solução a adoptar. O colector plano escolhido foi o IMMOSOLAR - IS PRO 2H, com uma área de 2m², a figura 5.1 ilustra a configuração básica do sistema solar térmico e na tabela 1 estão representadas as características do colector solar.

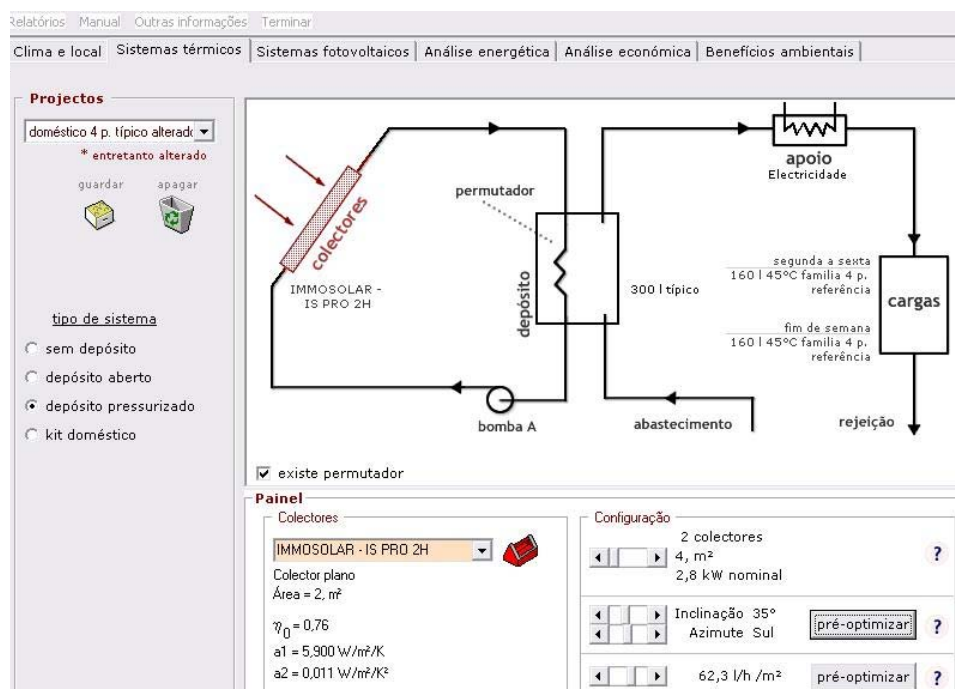


Figura 5.2 - Especificação do tipo de sistema.

Tabela 5.1 - Características do colector utilizado [106].

Características do colector utilizado	
Comprimento (mm)	2045,4
Largura (mm)	1045,4
Altura (mm)	77
Peso (kg)	37/38
Rendimento mínimo (kWh/m ² a)	525

O passo seguinte consiste na escolha do número de colectores. Para o efeito e segundo regra pratica [104] que para instalações domésticas de pequena dimensão, pode estabelecer-se uma relação directa entre a área de colectores (1 a 2m² por pessoa), serão necessários dois colectores perfazendo uma área de 4m² (4 pessoas que utilizam o edifício em questão).

Após a fase de definição dos colectores é importante definir a orientação dos mesmos de forma a obter o melhor aproveitamento dos mesmos, para isso o SolTerm otimiza todos os dados referentes ao local da instalação dando a melhor orientação. A opção de optimização da orientação percorre uma gama de orientações calculando a radiação anual média incidente, apresentando os resultados em gráfico, figura 5.3.

Dadas as incertezas no recurso solar e as imperfeições nos algoritmos usados no SolTerm, não tem especial significado escolher precisamente a orientação correspondente ao valor de irradiação anual mais elevado, todas as orientações a 95% desse “ótimo” valor obtido pelo algoritmo devem ser consideradas na prática equivalente.

De qualquer forma trata-se apenas de uma sugestão inicial, pois a orientação óptima deve ser escolhida fazendo simulações/tentativas do sistema, pois não depende apenas do recurso solar e das obstruções mas também de outros factores, tais como as variações sazonais.

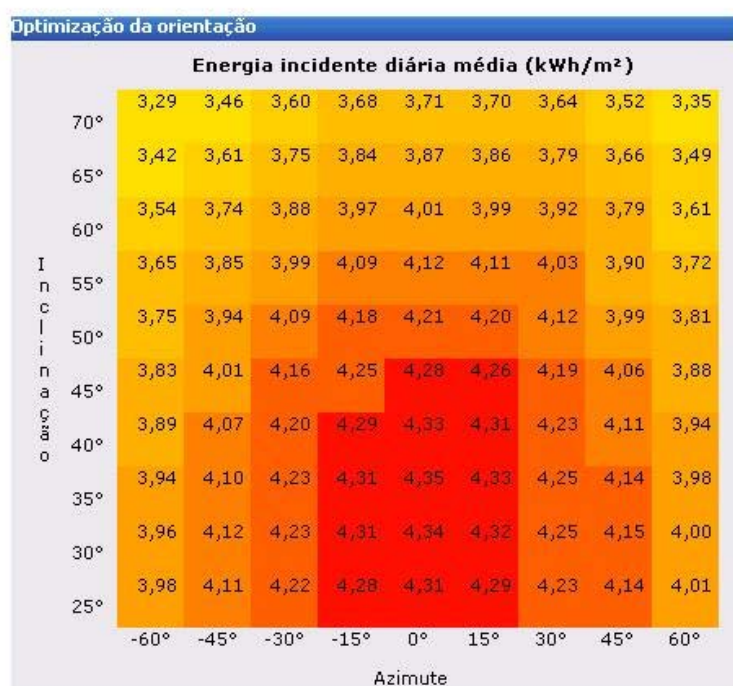


Figura 5.3 - Energia incidente diária média.

O programa atribui zonas de cor conforme a redução de radiação em relação a esta gama de orientações óptimas, que está marcada a vermelho. Com base nos pressupostos descritos chegou-se ao valor de 35° para a inclinação e direccionado para Sul (Azimute 0°).

5.4.3 - Depósito e permutador

Por conveniência algorítmica e prática, para efeitos de utilização do SolTerm considera-se o conjunto depósito/permutador como um componente. A existência de um permutador no sistema é considerada desejável na medida que permite a adição de anticongelante no fluido que circula nos colectores, com o intuito de evitar contaminação bacteriana e para minimizar a acumulação de depósitos minerais e de corrosão. Atendendo a que neste caso o permutador seja interno, estão disponíveis permutadores de serpentina ou camisa, optando-se pelo permutador em serpentina com uma eficácia de 75%.

No que respeita a escolha do depósito, esta escolha teve por base as necessidades de armazenamento de água, considerando como regra básica o volume de armazenamento (50 a 70 litros por pessoa), daí optar-se por um valor médio de consumo de água quente de 70 l por pessoa optando-se por um depósito de 300 litros. Na tabela 5.2 são apresentadas as características do depósito usado.

Tabela 5.2 - Características do depósito utilizado

Características do depósito usado	
Volume (l)	300
Localização do depósito	Interior
Posição	Vertical
Área externa (m ²)	2,88

A localização do depósito é de extrema importância, pois em geral um depósito colocado no exterior terá mais perdas térmicas, designadamente no Inverno. Quando um depósito encontra-se no interior do edifício estará sob uma temperatura média ambiente de 21 °C. A posição do depósito também é importante pois para um depósito colocado na vertical terá a vantagem em termos de estratificação.

5.4.4 - Cargas térmicas (consumos)

A informação dos consumos tal como os colectores é de extrema importância para análise do desempenho do sistema solar.

O consumo trata-se de uma variável que não se refere ao sistema solar em si, mas à utilização futura do mesmo, e tal como o recurso solar é uma variável com grande incerteza.

O SolTerm armazena na sua base de dados perfis de consumo horários médios mensais que podem ser chamados através de dois menus-lista na interface, sendo possível especificar cargas para dois períodos distintos “ Segunda-feira a Sexta-feira” e “Sábado e Domingo”, o que é conveniente para segundas habitações não usadas durante os dias úteis, etc.

5.4.5 - Sistema de apoio

O sistema de apoio consiste num sistema auxiliar ao qual se irá recorrer quando o sistema solar térmico não for suficiente para os consumos.

As informações relativas ao sistema de apoio só são importante para a análise económica e ambiental, não para o desempenho do sistema solar. No caso específico, o sistema de apoio escolhido foi eléctrico, pois é assumido internamente um rendimento de conversão de energia final a útil de 99%.

5.4.6 - Interpretação dos resultados

Terminada a definição do projecto térmico, o SolTerm realiza de forma automática a análise energética, económica e ambiental do sistema definido. De seguida são apresentados os resultados obtidos.

5.4.7 - Análise Energética

Após a análise energética, obteve-se valores mensais relativos a balanços energéticos, alguns parâmetros de desempenho ao nível anual, que quase sempre acabam por constituir a informação mais útil. A figura 5.4 ilustra os valores obtidos para a análise energética do sistema projectado.



Figura 5.4 - Análise Energética.

Ao analisar a figura 5.4, um dos valores que sobressai é a fracção solar (83,9%), este valor trata-se da percentagem da energia útil fornecida para consumo a partir da radiação solar (razão “Fornecido”/”Carga” em valores anuais). Em geral tenta-se obter uma fracção solar anual entre 40 % e 90%, logo o valor obtido considera-se um bom valor. Ainda assim o sistema de apoio tem de fornecer 350 kWh para suprir as necessidades de AQS.

5.4.8 - Análise Económica

O SolTerm apresenta na interface os custos e proveitos do investimento em energia solar e do empréstimo ou aplicações alternativas em valores correntes, isto é, montantes referidos ao fim do tempo de vida do sistema, incluindo pois os efeitos da inflação. Para a análise económica considerou-se que há capital disponível para investir sem ser necessário recorrer a empréstimo bancário.

De acordo com a análise económica fornecida pelo SolTerm, figura 5.5, o investimento inicial de 2400 € é recuperado ao fim de 18 anos, isto é, o montante que “deixará de se pagar” mensalmente/anualmente de electricidade, em virtude das águas serem aquecidas pelo sistema solar térmico, permitirá cobrir os custos de instalação e manutenção do sistema num prazo que pode ser considerado como compensador.

Clima e local	Sistemas térmicos	Sistemas fotovoltaicos	Análise energética	Análise económica	Benefícios ambientais
Dados técnico-económicos					
Área do painel 4,0 m ²					
Preço do sistema solar: 2400 €					
Componente fixa <input type="text" value="600"/> €					
Componente variável <input type="text" value="450"/> €/m ²					
Incentivos: 0 €					
Componente fixa <input type="text" value=""/> €					
Componente variável <input type="text" value="0"/> €/m ²					
Vida útil do sistema solar <input type="text" value="20"/> anos					
Manutenção anual <input type="text" value="0,1%"/> do custo do sistema					
Renovação de componentes <input type="text" value="1,0%"/> do custo do sistema					
Valor residual <input type="text" value="2,0%"/> do custo do sistema					
Preço da electricidade substituída <input type="text" value="0,101"/> €/kWh (0,101 €/kWh)					
Analisar interesse...					
<input checked="" type="radio"/> ...versus uma aplicação financeira segura alternativa					
<input type="radio"/> ...de contrair um empréstimo bancário					
Cenário financeiro sobre 20 anos					
Inflação <input type="text" value="1,5%"/> ao ano					
Deriva do preço da energia substituída <input type="text" value="2,0%"/> acima da inflação					
Rendimento de aplicação segura alternativa <input type="text" value="2,5%"/> ao ano					
Análise do investimento em termos financeiros					
Sistema solar					
Investimento inicial: -2400 €					
Valor residual: 65 €					
Custos energéticos evitados: 5224 €					
Reinvestimentos: 1241 €					
Manutenção: -56 €					
Reparações: -28 €					
Saldo final: 4046 €					
Recuperação do capital em 18 anos					
VAL: 604 €					
Rentabilidade: 2,5 % ao ano					
Aplicação alternativa					
Capital: -2400 €					
Restituição: 2400 €					
Rendimentos: 1533 €					
Saldo final: 3933 €					
VAL: 520 €					
Rentabilidade: 2,5% ao ano					
Avaliação: Investimento em energia solar compensador nestas condições e atractivo (melhor que aplicação alternativa)					
<input type="button" value="Optimização"/>					

Figura 5.5- Análise de viabilidade económica.

No fim de vinte anos, além de o investimento estar pago, ainda existe um lucro de 4046€. Como índice de desempenho económico global o SolTerm apresenta o Valor Actualizado Líquido (VAL), isto é os proveitos ou prejuízos globais do investimento em energia solar referidos ao momento actual, descontando pois os efeitos da inflação futura. Também é fornecida a Taxa Interna de Rentabilidade (TIR), que representa a taxa de juro que torna nulo o valor actual de uma serie de fluxos de caixa.

5.4.9 - Análise Ambiental

A utilização do sistema solar térmico acarreta a benefícios ambientais, na figura 5.6 estão ilustradas as reduções de emissões de CO₂.

Com efeito estima-se que a aplicação da proposta permitirá que se evite enviar para a atmosfera 1,4 ton CO₂ ano.

Conforme se verifica pelos resultados obtidos, esta aplicação permite evitar a emissão de GEE, confirmando assim as vantagens já descritas no capítulo 4 e assim contribuir para alcançar as metas traçadas para o país no âmbito do Protocolo de Quioto.

Clima e local	Sistemas térmicos	Sistemas fotovoltaicos	Análise energética	Análise económica	Benefícios ambientais
Impactos evitados					
Consumo de energia primária de origem fóssil:					
3, MWh/ano (admitindo 39% de electricidade de origem renovável na rede eléctrica)					
1,4 ton CO2 equivalente/ano (dos quais 1,3 ton CO2/ano)					
Valores referidos a um cenário de cumprimento no primeiro período do Protocolo de Quioto, 2008-2012.					

Figura 5.6 - Benefícios Ambientais

5.5 - Sistema solar FV

A configuração do sistema FV varia em função do tipo de sistema considerado, se autónomo ou ligado à rede pública. O cenário de estudo tem por objectivo a análise do sistema FV, inserida no contexto do Decreto-Lei n.º 363/207 de 2 de Novembro, com o objectivo de obter o regime remuneratório bonificado.

Tal como no planeamento do sistema térmico é importante um registo exacto das condições do lugar. Como já foi realizada essa caracterização no ponto 5.4.1 não é necessário efectuar essa caracterização novamente, pois o local é o mesmo (Arouca). De seguida passa-se então a definição dos componentes do sistema.

5.5.1 - Configuração do Sistema

No cenário de estudo, foi considerado que o sistema FV está ligado à rede eléctrica pública em BT, tal como ilustra a figura 5.7, com uma potência de ligação de 3,68 kW, sendo assim será necessário apenas definir os módulos FV e o inversor. Em relação ao módulo FV o escolhido foi BP 3160, que já se encontrava na base de dados do SolTerm, tal como as suas características.

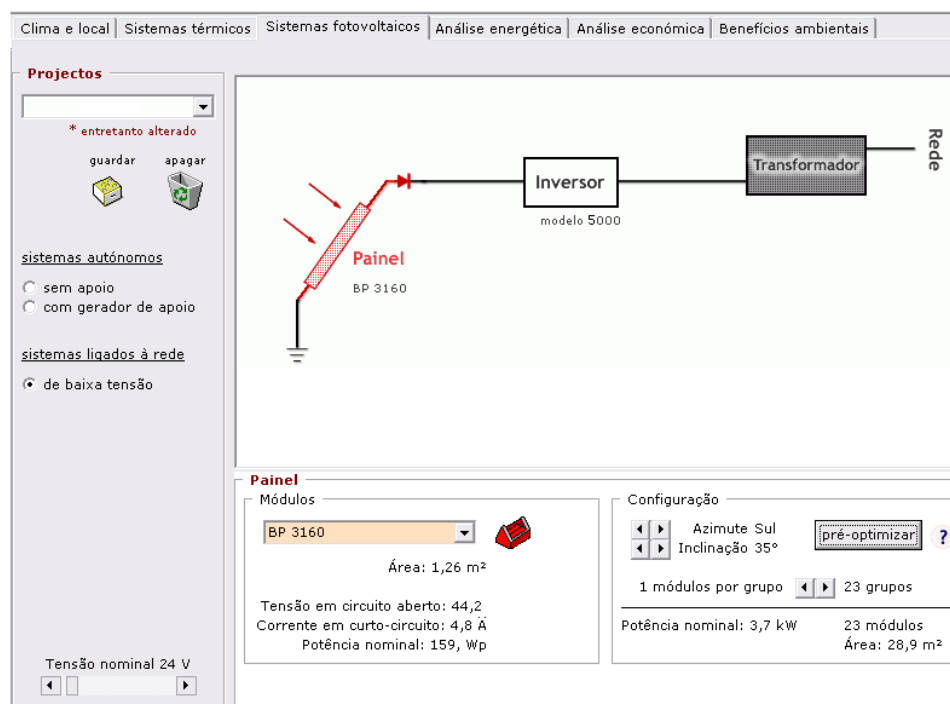


Figura 5.7 - Configuração do painel Solar FV

Assim, testaram-se 23 módulos do tipo BP 3160 perfazendo uma potência de 3,7 KW tal como se verifica na figura 5.7, em relação a inclinação dos módulos tal como os painéis térmicos recorre-se a um processo de optimização já descrito, chegando-se ao valor de 35° para a inclinação e direccionado para Sul (Azimute 0°). Em relação as características do módulo FV, estas estão descritas na figura 5.8 que foi obtida através do SolTerm.

The screenshot shows the 'BP 3160' module configuration window. It includes a 'guardar' (save) and 'apagar' (delete) button at the top right. The 'Tecnologia' (Technology) section has radio buttons for 'Si amorfo' (amorphous Si), 'Si policristalino' (polycrystalline Si), 'Si monocristalino' (monocrystalline Si), and 'outra' (other). The 'Características geométricas' (Geometric characteristics) section shows 'Área' (Area) set to 1,26 m². The 'Características térmicas' (Thermal characteristics) section shows 'NOCT' set to 47 °C, 'Sensibilidade à temperatura' (Temperature sensitivity) with 'da corrente' (current) at 0,065 A/°C and 'da tensão' (voltage) at -0,362 V/°C. The 'Características eléctricas' (Electrical characteristics) section shows 'Tensão nominal' (Nominal voltage) at 24,0 V, 'Tensão @ potência máxima' (Voltage @ maximum power) at 35,1 V, 'Corrente @ potência máxima' (Current @ maximum power) at 4,53 A, 'Tensão @ circuito aberto' (Voltage @ open circuit) at 44,2 V, 'Corrente @ curto-circuito' (Current @ short circuit) at 4,8 A, 'Resistência das células @ paralelo' (Cell resistance @ parallel) at 12500 Ω, 'Resistência das células @ série' (Cell resistance @ series) at 0,83 Ω, 'Número de células em série' (Number of cells in series) at 72, and 'Factor de idealidade da curva I-V' (I-V curve ideality factor) at 1,0.

Figura 5.8 - Características do módulo FV BP 3160

Em relação ao inversor foi seleccionado um modelo pré-definido pelo programa, nomeadamente o modelo 5000, como se verifica na figura 5.9, onde estão descritas também algumas das suas características.

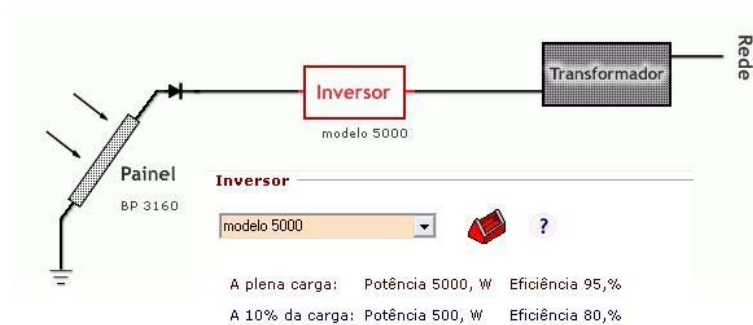


Figura 5.9 - Características do Inversor.

5.5.2 - Interpretação dos resultados

Terminada a definição do projecto, o SolTerm realiza de forma automática a análise energética e ambiental, mas como já foi referido não efectua a análise económica. Para realizar a análise económica recorreu-se a uma folha de cálculo disponibilizada pela Agência Regional da Energia e Ambiente da Região Autónoma da Madeira (AREAM). De seguida são apresentados os resultados obtidos.

5.5.3 - Análise Energética

Após a análise energética efectuada pelo SolTerm, obtiveram-se valores mensais relativos a balanços energéticos, designadamente E (rad), que representa a energia diária médias na radiação solar global à face do painel FV; E (PV) que representa a energia diária média na radiação solar convertida pelos módulos do painel FV; E (sist) que é o valor de energia final útil, ou seja, a energia que é efectivamente entregue.

Os parâmetros de desempenho do sistema FV encontram-se ilustrados na figura 5.10.

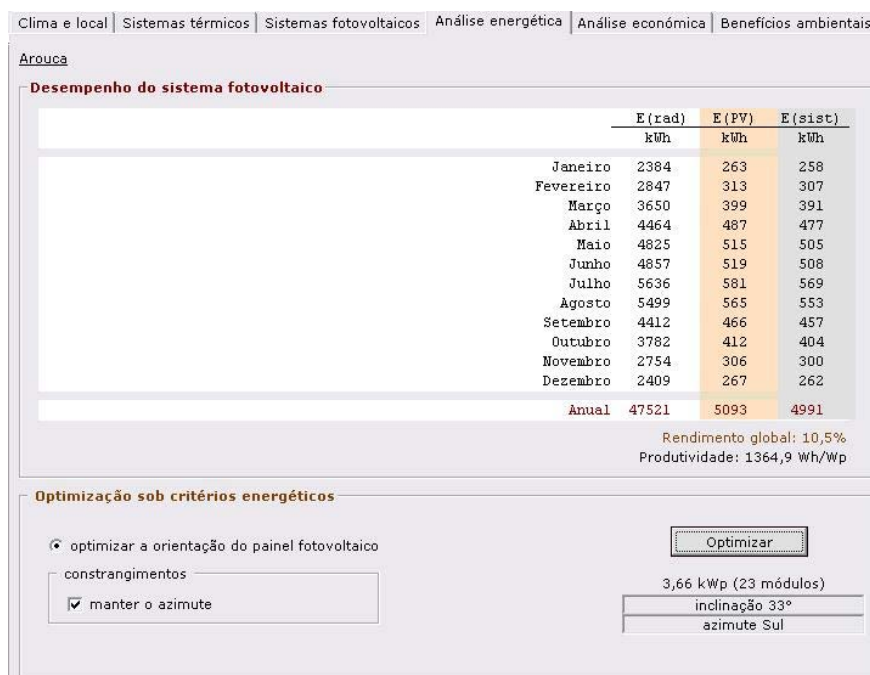


Figura 5.10 - Análise energética do sistema FV.

Quanto aos índices anuais, é apresentada a produtividade e o rendimento do sistema. Em relação aos índices já referidos o sistema permite captar 47521 kWh em que desses só 5093kWh são convertidos pelos módulos FV em que só apenas 4991 kWh é fornecida para consumo em termos anuais. Estes resultados demonstram que o rendimento global dos sistemas FV em geral são relativamente baixo, em relação ao cenário em estudo este rendimento é de 10,5 % (razão “E (sist)”/”E(rad)”). Em relação à produtividade do sistema FV esta é de 1364Wh/Wp, ou seja, este valor é a energia de origem solar fornecida para consumo por unidade de potência nominal instalada, a principal utilidade deste índice é pois a comparação entre soluções diversas para o mesmo sistema, isto é, diferentes equipamentos da mesma tecnologia propostos para um mesmo local e consumo. Valores muito baixos, na ordem dos 400 Wh/Wp, indicam sempre um dimensionamento incorrecto, mas valores elevados não garantem o bom dimensionamento, contudo o valor obtido encontra-se numa gama aceitável para Portugal.

5.5.4 - Análise Económica

Visto que o SolTerm não realiza a análise económica relativa ao sistema solar FV, importa efectuar uma estimativa dos potenciais custos e proveitos financeiros que se obtêm da instalação do sistema previsto.

Após pesquisa de preços dos módulos FV usados chegou-se a um valor de 590 € por módulo, visto que cada módulo tem uma potência de 160W o preço do painel por W ronda os 3,7€. Isto significa que para uma potência de 3,7kW, o custo do painel solar FV rondará os 13690€. Não podendo esquecer o inversor, este rondará os 2650€, implicando assim um custo do sistema de 16340€ (nestes custos não estão considerados custos de montagem, cabos de ligação entre outros).

Para a análise económica do sistema FV consideraram-se vários dados entre os quais a tarifa de referência do regime bonificado para o ano de 2010 é de 0,587€/kWh, considerou-se

que o sistema iniciou a produção a 1 de Janeiro de 2010, considerou-se um custo de manutenção de 100€/Ano, entre outros que estão descritos na tabela 5.3.

Tabela 5.3 - Dados do Projecto

Dados do Projecto	
Ano de arranque da instalação	2010
Número de meses de produção no ano de arranque	12
Venda de energia eléctrica à rede (kWh/ano)	4.991
Tarifa de referência para o regime bonificado (€/kWh)	0,587
Custo de fornecimento do sistema (€)	16.340
Custos de manutenção (€/ano)	100
Tarifa regime geral + IVA	0,1349

De salientar para efeitos de cálculo de tarifas considerou-se que a potência máxima de ligação é atingida todos os anos, e no investimento juntou-se os 250€ + IVA da taxa a pagar para a validação de registo no SRM, também de salientar que o valor de venda de energia eléctrica a rede foi obtido por simulação no SolTerm, correspondendo ao valor do E (sist), como se pode verificar na figura 5.10.

A tabela 5.4 apresenta todos os custos e receitas obtidos durante um período de 20 anos, este período foi escolhido tendo em atenção ao tempo mínimo de vida de um sistema FV.

Tabela 5.4 - Análise económica.

Ano	Ano da instalação	Tarifa (€/kWh)	Receita da venda de energia eléctrica (€)	Investimento (€)	Manutenção (€)	Cash-flows (€)
2010	0	0,587	2927,85	16620	100	-13792
2011	1	0,587	2927,85		100	-10964
2012	2	0,587	2927,85		100	-8136
2013	3	0,587	2927,85		100	-5309
2014	4	0,587	2927,85		100	-2481
2015	5	0,587	2927,85		100	347
2016	6	0,431	2152,24		100	2399
2017	7	0,410	2044,62		100	4344
2018	8	0,389	1942,39		100	6186
2019	9	0,370	1845,27		100	7932
2020	10	0,351	1753,01		100	9585
2021	11	0,334	1665,36		100	11150
2022	12	0,317	1582,09		100	12632
2023	13	0,301	1502,99		100	14035
2024	14	0,286	1427,84		100	15363
2025	15	0,272	1356,45		100	16619
2026	16	0,135	673,41		100	17193
2027	17	0,135	673,41		100	17766
2028	18	0,135	673,41		100	18340
2029	19	0,135	673,41		100	18913
Taxa Interna de Rentabilidade (TIR) a 20 anos						15,4%

De entre os resultados obtidos, verifica-se que ao fim de cinco anos o capital investimento é recuperado, este valor peca um pouco por defeito pois no investimento não foram considerados custos de montagem, nem de material necessário para a montagem do sistema FV, podendo o tempo de recuperação do capital investido subir para seis anos. Outro ponto importante é que ao fim de vinte anos além do investimento ter sido recuperado ainda existe um lucro de 18913€, o que é considerado um investimento muito rentável. Um ponto importante é que não foram considerados quaisquer benefícios financeiros em termos deduções em IRS para a análise económica.

Outro dos resultados obtidos na análise é o valor de 15,4 % para o TIR.

De salientar que os valores de tarifa foram calculados e actualizados segundo as regras descritas no secção 4.3 deste documento.

5.5.5 - Análise Ambiental

A utilização do sistema solar FV acarreta a benefícios ambientais, na figura 5.11 estão ilustradas as reduções de emissões de CO₂.

Com efeito estima-se que a aplicação da proposta permitirá que se evite enviar para a atmosfera 3,6 ton CO₂ ano.

Conforme se verifica pelos resultados obtidos, esta aplicação permite evitar a emissão de GEE, confirmando assim as vantagens já descritas no capítulo 4 e assim contribuir para alcançar as metas traçadas para o país no âmbito do Protocolo de Quioto.

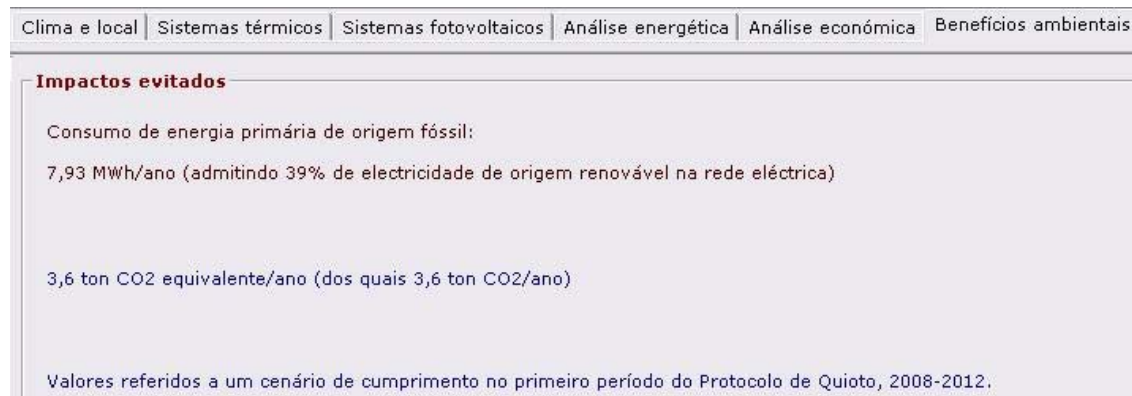


Figura 5.11 - Benefícios ambientais.

5.6 - Conclusão

Neste capítulo foi apresentada uma solução para uma aplicação de Microgeração a implementar no sector residencial.

Antes da análise da proposta foram apresentados os vários indicadores de avaliação de investimento existentes e com potencial para serem utilizados no projecto. Do mesmo modo foi apresentado o software utilizado para a simulação (SolTerm), revelando-se uma ferramenta poderosa na concepção e optimização de sistemas solares térmicos e FV

Foi dimensionado um sistema Solar térmico e um sistema solar FV, em que para cada um deles foi realizada uma análise energética, económica e ambiental, verificando-se que são sistemas bastante atractivos, mais o solar FV do que o térmico, apesar do sistema FV acarretar a um grande investimento inicial.

Capítulo 6

Conclusão e Trabalho Futuro

6.1 - Conclusões

Nesta dissertação analisou-se um cenário de estudo de uma aplicação de microgeração aplicável ao nível residencial, de acordo com a legislação existente, tendo como objectivo analisar e compreender o sistema de produção de energia eléctrica.

As novas políticas para o sector da energia vieram fazer face às actuais obrigações ambientais, tendo também por objectivo a redução da forte dependência do exterior relativamente a fontes de energia.

Tendo em atenção a estes factos, o governo português aprovou medidas para promover o uso de fontes de energia renovável para produção de energia eléctrica e de facto tem-se tornado uma aposta significativa do actual governo. Uma das medidas aprovadas pelo governo foi a publicação do Decreto-Lei n.º 363/2007, de 2 de Novembro de 2007, que veio simplificar o regime de licenciamentos de pequenas unidades de produção de energia a ligar directamente à rede eléctrica e trazer dois regimes remuneratórios para os consumidores/produtores, o regime geral e o regime bonificado, sendo o regime bonificado mais atractivo em termos financeiros que o regime geral.

Relativamente à integração destas unidades de produção de energia eléctrica, prevê-se um rápido aumento de potência instalada para as próximas épocas, daí a microgeração poder revelar-se como uma forma importante de fazer frente ao ritmo elevado de consumo de energia que se espera nos próximos anos.

O Decreto-Lei n.º 363/2007 revela-se como uma iniciativa fundamental para o incentivo à microgeração de energia. Para o produtor/consumidor é uma forma de ver reduzida a sua factura de electricidade e ao mesmo tempo permite obter uma fonte de receita a médio/longo, levando a que a microgeração seja “olhada com outros olhos”.

As estatísticas mostram que a microgeração tem sido uma grande aposta por parte do actual governo. No primeiro ano em que o Decreto-Lei n.º 363/2007 entrou em vigor (2008), não foi atingida a meta dos 10MW de potência instalada de microgeração. No entanto e de acordo com os últimos dados estatísticos, relativamente as ultimas fases de registo de unidades de microprodução, os limites máximos de potência instalada foram alcançados, sendo que ainda ficaram muitos registos por efectuar devido à potência máxima ter sido atingida.

Sob o ponto de vista dos incentivos à microgeração, estes não se resumem só ao regime bonificado do Decreto-Lei n.º 363/2007, pois é possível ainda obter algum retorno financeiro ao nível de IRS e IRC. Uma das “obrigações” para que se possa usufruir do regime bonificado é necessidade de ter instalado no mínimo 2m² de área de colectador solar térmico, para que esta condição não dificulte-se ainda mais as coisas o governo lançou o Programa Solar Térmico 2009, o qual permite aos particulares adquirirem painéis solares térmicos e obterem um reembolso por parte do Estado, em 1641,7 €. Foram também efectuados alguns protocolos entre o governo e varias entidades Bancárias, permitindo assim ao consumidor o acesso a um crédito com um prazo máximo de sete anos e com uma taxa fixa acordada entre o cliente e a instituição de crédito, para a compra de painéis solares.

A microgeração como qualquer outra forma de produção de energia eléctrica apresenta vantagens e desvantagens. Nas vantagens podem-se salientar a do ponto de vista energético, ambiental, económica e de qualidade de serviço.

Sob o ponto de vista energético e ambiental, conta-se com a redução da dependência energética nacional, nas perdas associadas à distribuição e produção de electricidade e na redução das emissões de GEE. Sob o ponto de vista de qualidade de serviço a microgeração veio aumentar assim a segurança de abastecimento, possibilitando assim o aparecimento das Micro-Redes, que apresentam a capacidade de poderem operar interligadas com a rede de distribuição MT, ou de forma isolada, quer por indisponibilidade da rede MT ou por acções de manutenção.

A aposta na microgeração conduz assim ao desenvolvimento de uma indústria específica, levando a um maior desenvolvimento na área, com possibilidade de exportação da tecnologia e ainda a criação de emprego.

Mas nem tudo são vantagens, pois apesar dos incentivos disponíveis para a microgeração de electricidade através de fontes de energias renováveis, nomeadamente o regime bonificado do Decreto-Lei n.º 363/2007, ainda é necessário criar condições de modo a que o investimento não seja tão elevado como o é, oferecendo menor risco e maior rentabilidade.

Actualmente, em Portugal a incorporação da microgeração na rede ainda se apresenta algo limitada e pouco consistente. Assim a inerente necessidade de reestruturação da rede de distribuição conduziu ao desenvolvimento do projecto InovGrid. O InovGrid trata-se de um projecto que vem reforçar a interacção entre consumidores e a rede eléctrica.

Em relação as tecnologias existentes e previstas no Decreto-Lei n.º 363/2007, o FV apresenta-se actualmente maduro de modo a justificar o investimento, sendo que pela análise económica e respectiva avaliação dos indicadores de investimento, verifica-se que a solução prevista no capítulo 5 mostra-se bastante atractiva, pois apesar de o investimento inicial poder ser considerado relativamente elevado para a capacidade financeira dos pequenos produtores, verifica-se que mesmo assim é possível obter retornos financeiros bastante respeitáveis.

Como nota final, a microgeração aplicada ao meio residencial apresenta um enorme potencial tanto a nível económico como no cumprimento das metas de produção de energia a partir de fontes renováveis e na redução dos GEE, no então, para que este potencial seja explorado de forma significativa é necessário percorrer um longo caminho, mas apesar de tudo os primeiros passos estão dados.

6.2 - Trabalho Futuro

Os dados obtidos no presente trabalho abrem perspectivas de investigação e desenvolvimentos de outros estudos.

Dado que não foram efectuadas análises similares às outras tecnologias existentes, estas devem ser promovidas de forma a comparar qual a melhor solução economicamente mais vantajosa.

Devido às políticas de incentivo existentes cada vez mais existirão mais sistemas de microgeração ligadas a rede eléctrica. Será importante estudar o impacto da microgeração na rede eléctrica, a médio e longo prazo.

Referências

- [1] NATO - North Atlantic Treaty Organization. "Deve a NATO desempenhar um papel importante na segurança energética?". Disponível em: <http://www.nato.int/docu/review/2007/issue1/portuguese/debate.html>. Acesso em Março de 2010
- [2] Direcção Geral de Energia e Geologia. "Caracterização Energética Nacional". Disponível em: <http://www.dgge.pt/default.aspx?cn=774977507751AAAAAAAAAAAA>. Acesso em Março de 2010
- [3] E. d. Portugal. "Protocolo de Quioto". Disponível em: <http://www.eco.edp.pt/pt/particulares/conhecer/o-que-e-a-eficiencia-energetica/protocolo-de-quioto>. Acesso em Março de 2010
- [4] Cumprir Quioto. "Monitorizar, avaliar e cumprir". Disponível em: <http://www.cumprirquioto.pt>. Acesso em Março de 2010
- [5] Portal da União Europeia. "Dependência Energética". Disponível em: <http://epp.eurostat.ec.europa.eu/tgm/graph.do?tab=graph&plugin=1&language=en&pcode=tsdcc310&toolbox=type>. Acesso em Março de 2010
- [6] Direcção Geral de Energia e Geologia. "Energia Eléctrica: Factura Energética Portuguesa 2009". Disponível em: <http://www.dgge.pt/>. Acesso em Março de 2010
- [7] Apren - Associação de energias renováveis. "Consumos Gerais do Sistema Eléctrico Nacional". Disponível em: <http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=96&cat=>. Acesso em Março de 2010
- [8] A página da educação. Disponível em: http://www.apagina.pt/Download/PAGINA/SM_Doc/Mid_2/Doc_9370/Doc/P%C3%A1gina_9370.pdf. Acesso em Março de 2010
- [9] EIA - Energy Information Administration. "Renewable Energy Consumption and Electricity Preliminary Statistics 2008". Disponível em: http://www.eia.doe.gov/cneaf/alternate/page/renew_energy_consump/rea_prereport.html. Acesso em Fevereiro de 2010
- [10] Agência Portuguesa do Ambiente. "Alterações Climáticas". Disponível em: <http://www.apambiente.pt/politicasambiente/AlteracoesClimaticas/Paginas/default.aspx>. Acesso em Março de 2010
- [11] European Environment Agency. "Greenhouse gas emission trends and projections in Europe 2006". Disponível em: http://www.eea.europa.eu/publications/eea_report_2006_9/eea_report_9_2006.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [12] Agência Portuguesa do Ambiente. "Directiva 2001/77/CE". Disponível em: <http://www.apambiente.pt/listas/Paginas/ResultadoPesquisa.aspx?k=2001/77/CE>. Acesso em Março de 2010
- [13] Resolução de Conselho de Ministros n.º 1/2008: Diário da República - I Série-N.º 3 - 4 de Janeiro de 2008.
- [14] Direcção Geral de Energia e Geologia. "Renováveis: Estatísticas Rápidas Janeiro de 2009". Disponível em: <http://www.dgge.pt/>. Acesso em Março de 2010

- [15] Diário Digital. "Serpa entra na rota mundial da energia solar". Disponível em: http://diariodigital.sapo.pt/dinheiro_digital/news.asp?id_news=68068. Acesso em Abril de 2010
- [16] aicep Portugal Global. "O Sector Eléctrico". Disponível em: <http://www.portugalglobal.pt/PT/InvestirPortugal/PorquePortugal/Documents/O%20sector%20electrico.pdf>. Acesso em Abril de 2010
- [17] ERSE - Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos. "Liberalização do Sector Eléctrico". Disponível em: <http://www.erse.pt/pt/electricidade/liberalizaçãodosector/Paginas/default.aspx>. Acesso em Abril de 2010
- [18] REN - Rede Energética Nacional. "Cadeia de Valor". Disponível em: http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/CadeiadeValor/Pages/electricidade_cadeia-valor.aspx. Acesso em Março de 2007
- [19] REN - Rede Energética Nacional. "Sistema Eléctrico Nacional". Disponível em: http://www.ren.pt/vPT/Electricidade/SistemaElectricoNacional/Pages/electricidade_sistema-electrico-nacional.aspx. Acesso em Abril de 2010
- [20] EDP - Energias de Portugal. "Sistema Eléctrico Português". Disponível em: <http://www.edp.pt/pt/aedp/sectordeenergia/sistemaelectricoportugues/Pages/SistElectNacional.aspx>. Acesso em Março de 2010
- [21] Rui Castro. "Breve Caracterização do Sistema Eléctrico Nacional" (0 ed.). Disponível em: http://energia.ist.utl.pt/ruicastro/download/Caracterizacao_SEN_ed0.pdf. Acesso em Abril de 2010
- [22] Microgeneration. "What is microgeneration?". Disponível em: <http://www.microgeneration.com/professional-zone/Climate-Change/What-is-microgeneration>. Acesso em Março de 2010
- [23] Agência Para a Energia. "Relatório de resultados de Contactos Efectuados com Entidades Holandesas Sobre Microgeração Baseada na Tecnologia de " Motores Stirling"". Disponível em: http://www.adene.pt/NR/rdonlyres/10119547-9131-4FC7-BD3D-BB2F73261481/907/RelatorioMicroCHP_MotStirlingv1.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [24] WADE - World Alliance For Decentralized Energy. "What is Decentralized Energy". Disponível em: http://www.localpower.org/deb_what.html. Acesso em Abril de 2010
- [25] Renováveis na hora. "Decreto de Lei n.º 363/2007 de 2 de Novembro,". Disponível em: http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-1201.pdf. Acesso em Março de 2010
- [26] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. "Energia Solar Princípios e Aplicações". Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_solar.pdf. Acesso em Maio de 2010
- [27] Cláudio Monteiro, "Energia Solar Fotovoltaica - Radiação Solar," FEUP, 2008.
- [28] S. S. A. Freitas, "Dimensionamento de sistemas fotovoltaicos," Engenharia Industrial, Instituto Politécnico de Bragança 2008.
- [29] Rui Castro, "Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução a energia Fotovoltaica," IST, 2008.
- [30] Photovoltaic Geographical Information System. "Solar Radiation and PV maps - Europe". Disponível em: <http://re.jrc.ec.europa.eu/pvgis/countries/countries-europe.htm#ES-PT>. Acesso em Março de 2010
- [31] Água Quente Solar. "Utilização de Colectores Solares para Aquecimento de Água no Sector Doméstico". Disponível em: <http://www.aguaquentesolar.com/publicacoes/9/domestico.pdf>. Acesso em Março de 2010
- [32] Portal das Energias Renováveis. "Tecnologias:Tipos de sistemas solares térmico". Disponível em: http://www.energiasrenovaveis.com/DetalheConceitos.asp?ID_conteudo=42&ID_area=8&ID_sub_area=26. Acesso em Abril de 2010
- [33] Comissão Europeia, "Energia Solar Térmica-Manual sobre tecnologias, projecto e instalação," 2004.
- [34] VerdeSolar. "Propriedades dos Tubos de Vácuo". Disponível em: <http://verdesolar.com/technicalinfodetail.aspx>. Acesso em Maio de 2010

- [35] Comissão Europeia, "Energia Fotovoltaica-Manual sobre tecnologias, projecto e instalação," 2004.
- [36] Rui Castro, "Energias Renováveis e Produção Descentralizada - Introdução a Energia Eólica," IST, 2009.
- [37] Centro de Referência para Energia Solar e Eólica Sérgio de Salvo Brito. "*Energia Eólica Princípios e Tecnologias*". Disponível em: http://www.cresesb.cepel.br/tutorial/tutorial_eolica_e-book.pdf. Acesso em Maio de 2010
- [38] Nordex. "Wind Turbines". Disponível em: <http://www.nordex-online.com/en/produkte-service/wind-turbines.html>. Acesso em Maio de 2010
- [39] Danish Wind Industry Associantio. "*Wind Turbienes: Horizontal or Vertical Axis Machine*". Disponível em: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/design/horver.htm>. Acesso em Maio de 2010
- [40] Danish Wind Industry Associantio. "*Wind Turbines: Upwind or Downwind Machines?*". Disponível em: Wind Turbines: Upwind or Downwind Machines? . Acesso em Maio de 2010
- [41] R. Gash, "Wind Power Plants: Fundamentals, Design, Construction and Operation," J.Twele, 2004.
- [42] Danish Wind Industry Associantio. "*Mechanical Braking System* ". Disponível em: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/wtrb/safety.htm>. Acesso em Maio de 2010
- [43] Danish Wind Industry Associantio. "*Wind Turbine Generators* ". Disponível em: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/wtrb/electric.htm>. Acesso em
- [44] Danish Wind Industry Associantio. "*Wind Turbine Towers* ". Disponível em: <http://guidedtour.windpower.org/en/tour/wtrb/tower.htm>. Acesso em Maio de 2010
- [45] Wind Energy.-Technology and. Planning. "*The Structure of a Modern Wind Turbine - An Overview*". Disponível em: <http://www.wwindea.org/technology/ch01/estructura-en.htm>. Acesso em Maio de 2010
- [46] Ambiente Online. "*INETI desenvolve primeira microturbina eólica em Portugal*". Disponível em: <http://www.ambienteonline.pt/noticias/detalhes.php?id=5143>. Acesso em Junho de 2010
- [47] T. e. I. INETI - Instituto Nacional de Engenharia. "*Turban - Technical Details*". Disponível em: <http://turban.ineti.pt/entrada.htm>. Acesso em Junho de 2010
- [48] Rui Castro, "Energias Renováveis e Produção Dispersa - Introdução à Cogeração," IST 2008.
- [49] Cláudio Monteiro, "Cogeração - Apontamentos Produção e transporte de energia II," FEUP,2000.
- [50] International Energy Agency. "*Combined Heat and Power- Evaluating the Benefits of Greater Global Investment*". Disponível em: http://www.iea.org/publications/free_new_Desc.asp?PUBS_ID=2010. Acesso em Maio de 2010
- [51] COGEN Portugal. "*O que é a Cogeração*". Disponível em: http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=34&type=2. Acesso em Maio de 2010
- [52] UNEP - United Nations Environment Programme Division of Technology Industry and Economics. "*ENERGY TECHNOLOGY FACT SHEET - Cogeneration*". Disponível em: <http://www.unep.fr/energy/information/publications/factsheets/pdf/cogeneration.pdf>. Acesso em Maio de 2010
- [53] MSPC Informações técnicas. "*Termodinâmica V-40*". Disponível em: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0540.shtml>. Acesso em Maio de 2010
- [54] MSPC Informações técnicas. "*Termodinâmica VI-10*". Disponível em: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0610.shtml>. Acesso em Maio de 2010
- [55] Wikipédia. "*Motor de combustão interna*". Disponível em: http://pt.wikipedia.org/wiki/Motor_de_combust%C3%A3o_interna. Acesso em Maio de 2010
- [56] MSPC Informações técnicas. "*Termodinâmica V-30*". Disponível em: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0530.shtml>. Acesso em Maio de 2010

- [57] COGEN Portugal. "Cogeração em Portugal". Disponível em: http://www.cogenportugal.com/general_content/showInformation.aspx?mt=1&ml=2&type=2. Acesso em Junho de 2010
- [58] Motores de Combustão. "FUNDAMENTOS DO FUNCIONAMENTO DE MOTORES DE COMBUSTÃO INTERNA". Disponível em: http://146.164.33.61/termo/Motores/Aulas%2009/Aula_01.pdf. Acesso em Maio de 2010
- [59] MSPC Informações técnicas. "Termodinâmica V-20". Disponível em: <http://www.mspc.eng.br/termo/termod0520.shtml>. Acesso em Maio de 2010
- [60] O. v. p. d. Biodisel. "Motor". Disponível em: <http://www.biodieselbr.com/i/biodiesel/estudos/06/cefet-pr/figura44.jpg>. Acesso em Maio de 2010
- [61] Wikipédia. "Stirling Engine". Disponível em: http://en.wikipedia.org/wiki/Stirling_engine. Acesso em Maio de 2010
- [62] COGEN Europe. "Cut your energy bills with cogeneration". Disponível em: http://www.cogeneurope.eu/wp-content/uploads/2009/02/basic_guide.pdf. Acesso em Maio de 2010
- [63] Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e Ambiente. "Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos - Pilhas de Combustível". Disponível em: <http://www.ceeeta.pt/downloads/pdf/Pilhas.pdf>. Acesso em Maio de 2010
- [64] Células de Combustível. "Como Funcionam as Células de Combustível?". Disponível em: <http://celulasdecombustivel.planetaclix.pt/comofuncionam.html>. Acesso em Junho de 2010
- [65] Brian Cook, "An introduction to fuel cells and hydrogen technology," 2000.
- [66] Ambiente Online. "Autocarros a hidrogénio apresentados no Porto". Disponível em: <http://www.ambienteonline.pt/noticias/detalhes.php?id=697>. Acesso em Junho de 2010
- [67] Nautilus. "Hidrogénio e células de combustível". Disponível em: http://nautilus.fis.uc.pt/gazeta/revistas/29_1-2/vol29_1_2_Art08.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [68] Laura Martins, "Apontamentos Pilhas de combustível, FEUP, 2001."
- [69] R. d. Universidades. "Estudo do desempenho de células de combustível de membrana de permuta iónica". Disponível em: http://biblioteca.universia.net/html_bura/ficha/params/id/49352189.html. Acesso em Junho de 2010
- [70] Instituto Politécnico de Viseu. "O combustível "Hidrogénio"". Disponível em: <http://www.ipv.pt/millennium/Millennium31/15.pdf>. Acesso em Junho de 2010
- [71] WADE - World Alliance For Decentralized Energy. "Reporte DE Technologies". Disponível em: http://www.localpower.org/document/report_de_technologies.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [72] Instituto Politécnico de Viseu. "Células de Combustível". Disponível em: <http://www.ipv.pt/millennium/Millennium29/21.pdf>. Acesso em
- [73] Energy Efficiency & Renewable Energy. "Types of Fuel Cells". Disponível em: http://www1.eere.energy.gov/hydrogenandfuelcells/fuelcells/fc_types.html#fc. Acesso em Junho de 2010
- [74] Centro de Estudos em Economia da Energia dos Transportes e Ambiente. "Tecnologias de Micro-Geração e Sistemas Periféricos - Pilhas de Combustível". Disponível em: <http://www.ceeeta.pt/downloads/pdf/Pilhas.pdf>. Acesso em Maio de 2010
- [75] "Decreto - Lei n.º 2002/1944."
- [76] "Decreto - Lei n.º 20/1981."
- [77] "Decreto - Lei n.º 149/86."
- [78] "Decreto - Lei n.º 168/99."
- [79] "Decreto - Lei n.º 68/1999."
- [80] "Decreto - Lei 68/2002."
- [81] Renováveis na hora. "Guia para a certificação de uma unidade de microprodução". Disponível em: http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-4403.pdf. Acesso em Maio de 2010

- [82] AREAM. "Deduções no IRS". Disponível em: http://www.arem.pt/index.php?option=com_content&view=article&id=77%3Adeducoes-no-irs&catid=42%3Anoticias&lang=pt. Acesso em Junho de 2010
- [83] Energenium - Energias renováveis e eficiência energética. "Benefícios Fiscais". Disponível em: <http://www.energenium.pt/informacoes/beneficios.html>. Acesso em Junho de 2010
- [84] Energenium - Energias renováveis e eficiência energética. "Encargos com imóveis e equipamentos novos de energias renováveis". Disponível em: http://www.energenium.pt/docs/irs_2008_artigo_85.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [85] Direcção-geral da administração e do emprego público. "Lei n.º 107-A/2003 de 31 de Dezembro". Disponível em: http://www.dgaep.gov.pt/upload/Legis/2003_L_107_a_31_12.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [86] Painel Solar Térmico. "Apoios do Estado ao programa solar deste ano ascendem a 50 milhões". Disponível em: <http://www.painelsolartermico.com/apoios-do-estado-ao-programa-solar-deste-ano-ascendem-a-50-milhoes/>. Acesso em Junho de 2010
- [87] INESCPorto. "Renováveis na hora dá novo impulso à micro-geração". Disponível em: <http://www2.inescporto.pt/noticias-eventos/nos-na-imprensa/201crenovaveis-na-hora201d-da-novo-impulso-a-micro-geracao/>. Acesso em Junho de 2010
- [88] Ambiente Online. "Governo longe dos 50 mil sistemas de microgeração". Disponível em: <http://www.ambienteonline.pt/noticias/detalhes.php?id=7953>. Acesso em Junho de 2010
- [89] Portal da Energia. "Objectivo da MICROGERAÇÃO para 2008 fica-se pelos 22 por cento". Disponível em: <http://www.portal-energia.com/objectivo-da-microgeracao-para-2008-fica-se-pelos-22-por-cento/>. Acesso em Maio de 2010
- [90] Renováveis na hora. "Dados Estatísticos". Disponível em: http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-4602.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [91] Renováveis na hora. "Comunicado de Abertura de Registos". Disponível em: http://www.renovaveisnagora.pt/c/document_library/get_file?folderId=15654&name=DLFE-4502.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [92] Microgrids. "The Microgrid Concept". Disponível em: <http://der.lbl.gov/research/microgrid-concept>. Acesso em Junho de 2010
- [93] Carlos Moreira, "Identification And Development of MicroGrids Emergency Control Procedures," 2008.
- [94] Ordem dos Engenheiros. "Redes de energia inteligentes como contributo da engenharia portuguesa para o desenvolvimento sustentável". Disponível em: <http://www.ordemengenheiros.pt/oe/ingenium/casostudo/ing112-casostudo.pdf>. Acesso em Junho de 2010
- [95] EDP - Energias de Portugal. "InovGrid". Disponível em: <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/rede/InovGrid/Pages/InovGrid.aspx>. Acesso em Junho de 2010
- [96] WADE - World Alliance For Decentralized Energy. "Climate Benefits". Disponível em: http://www.localpower.org/ben_climate.html. Acesso em Junho de 2010
- [97] EnergyTop. "Ministério da Economia e da Inovação - Renováveis na Hora ". Disponível em: <http://www.energytop.pt/Pages/Docs/microproducao.pdf>. Acesso em Junho de 2010
- [98] WaDE - World Alliance For Decentralized Energy. "Efficiency Benefits". Disponível em: http://www.localpower.org/ben_efficiency.html. Acesso em Junho de 2010
- [99] C. d. C. Europeias. "Livro verde - Estratégia europeia para uma energia sustentável, competitiva e segura". Disponível em: http://europa.eu/documents/comm/green_papers/pdf/com2006_105_pt.pdf. Acesso em Junho de 2010
- [100] INESCPorto. "Microgeração vai criar mercado de mil milhões". Disponível em: <http://www2.inescporto.pt/use/noticias-eventos/nos-na-imprensa/microgeracao-vai-criar-mercado-de-mil-milhoes.html>. Acesso em Junho de 2010
- [101] ABBC. "A febre da microprodução". Disponível em: http://www.abbc.pt/xms/files/77-83_Extra.pdf. Acesso em Maio de 2010

- [102] Ambiente Online. "*Microgeração pode poupar 6 milhões de euros por ano*". Disponível em: <http://www.ambienteonline.pt/noticias/detalhes.php?id=5851>. Acesso em Junho de 2010
- [103] J.P. Lopes, "Management of Microgrids, FEUP," 2003.
- [104] Água quente Solar. "*Colectores solares para aquecimento de água - pavilhões desportivos e piscinas*". Disponível em: <http://www.aguaquentesolar.com/noticiaseventos/Brochuras/>. Acesso em Junho de 2010
- [105] Água Quente Solar. "*Utilização de colectores solares para aquecimento de água no sector doméstico*". Disponível em: <http://www.aguaquentesolar.com/noticiaseventos/Brochuras/>. Acesso em Junho de 2010
- [106] IMMOSSOLAR. "*Colectores Solares IS-PRO*". Disponível em: http://www.immosolar.com/download/pt/fichas/Colectores_IS-PRO.pdf. Acesso em Junho de 2010